



Утверждаю:

Генеральный директор

АО «Кристалл Менеджмент»

Сайзинұлы Д.

202_ год

**ОТЧЕТ
О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НАМЕЧАЕМОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
К ПРОЕКТУ
«ДОПОЛНЕНИЕ №2 К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕСТОБЕ
АО «Кристалл Менеджмент»
(по состоянию изученности на 01.09.2021г.)»**



Директор

ИП «ЭКО-ОРДА»

Әбдиев С. Б.

г. Кызылорда, 2021 год

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Исполнители	Должность
Әбдиев Серік Бекенұлы	Директор ИП «ЭКО-ОРДА»
Контакты	
Тел. +7777 7851346	
Адрес предприятия	
Местонахождение - г. Кызылорда, мкр. Сырдария, дом № 20, кв.39	
Государственная лицензия 02468Р выдана МЭ РК от 08.04.2019 года на выполнение работ и услуги в области охраны окружающей среды, приложение к лицензии № 19008099 на природоохранное нормирование и проектирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.	

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ		6
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РК		11
Раздел 1.	СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	14
1.1.	Физико-географическое положение проведения работ.....	15
1.2.	Геолого-физическая характеристика месторождения.....	16
1.2.1.	Геологическое строение месторождения.....	16
1.2.2.	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	21
1.2.3.	Физико-химические свойства нефти, газа и воды.....	26
1.2.4.	Физико-гидродинамические характеристики.....	34
1.2.5.	Запасы нефти и газа.....	36
1.3.	Гидрогеологические (и геокриологические) условия.....	42
Раздел 2.	ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ...	43
2.1.	Климатическая характеристика.....	43
2.1.1.	Современное состояние воздушного бассейна.....	44
2.2.	Характеристика почв.....	45
2.3.	Характеристика растительных сообществ.....	46
2.4.	Характеристика животного мира.....	47
2.5.	Радиационная обстановка.....	49
Раздел 3.	СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА	52
3.1.	Социально-экономические условия региона.....	52
3.2.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	55
3.3.	Памятники истории и культуры.....	56
Раздел 4.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	57
4.1.	Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации.....	57
4.2.	Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации...	58
4.3.	Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований.....	60
4.4.	Анализ результатов геофизических исследований скважин в колонне.....	82
4.5.	Характеристика фонда пробуренных скважин.....	90
4.6.	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов.....	93
4.7.	Расчет запасов нефти проектных скважин.....	96
4.8.	Прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации.....	100
4.9.	Техника и технология добычи нефти.....	115
Раздел 5.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОИЗВОДСТВА	124
5.1.	Краткое описание проектируемых работ.....	124
5.2.	Характеристика производства как источника загрязнения атмосферы.....	135
5.3.	Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы.....	150
5.4.	Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту.....	151
5.5.	Санитарно-защитная зона (СЗЗ).....	152
5.6.	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ).....	152
Раздел 6.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	153
6.1.	Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	154
Раздел 7.	ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	155
7.1.	Водохозяйственная деятельность	155
7.2.	Оценка воздействия на водные ресурсы	157
7.2.1.	Воздействие на поверхностные воды.....	157
7.2.2.	Воздействие на подземные воды.....	157
7.3.	Мероприятия по защите водных ресурсов от загрязнения и истощения	158
Раздел 8.	СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА	160
8.1.	Оценка воздействия на почву	160
8.2.	Мероприятия по предотвращению загрязнения почв и почвенного покрова	162

8.2.1.	Рекультивация нарушенных земель.....	162
Раздел 9.	ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	163
9.1.	Классификация отходов	169
9.2.	Обращение с отходами	170
9.3.	Возможные нештатные ситуации.....	171
9.4.	Оценка воздействия отходов на окружающую среду.....	171
9.5.	Мероприятия по минимизации объемов и снижению токсичности отходов производства и потребления	172
9.6.	Производственный контроль при обращении с отходами.....	173
9.7.	Оценка воздействия отходов на окружающую среду.....	173
9.8.	Рекомендации по минимизации отрицательного воздействия.....	174
Раздел10.	ОХРАНА НЕДР	175
10.1.	Мероприятия по сохранению недр	177
Раздел11.	РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР	178
11.1.	Оценка воздействия на растительность	178
11.2.	Мероприятия по снижению степени воздействия на растительный мир	179
Раздел12.	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	180
12.1.	Мероприятия по снижению степени воздействия на животный мир	182
Раздел13.	ФАКТОРЫ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	183
13.1.	Производственный шум	183
13.2.	Электромагнитные излучения.....	184
13.3.	Защита от шума, вибрации и ультразвука	184
13.4.	Мероприятия по снижению шумового, вибрационного электромагнитного воздействия	185
13.5.	Комплексная оценка воздействия.....	185
Раздел 14.	ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	186
14.1.	Понятие и определение	186
14.2.	Аварийные ситуации, возможные в процессе бурения	187
14.3.	Причины возникновения аварийных ситуаций	187
14.4.	Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций	187
14.5.	Анализ риска, возможный ущерб	188
14.6.	Мероприятия по технике безопасности	189
14.7.	Природоохранные мероприятия.....	189
Раздел15.	СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	193
15.1.	Состояние здоровья населения	193
15.2.	Оценка воздействия на социально-экономическую сферу.....	194
15.3.	Предложения по организации и составу проведения специальных комплексных изысканий и исследований.....	196
15.4.	Определения значимости (интегральной оценки) воздействия.....	196
Раздел 16.	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	197
Раздел17.	ПЛАТА ЗА НЕИЗБЕЖНЫЙ УЩЕРБ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	201
Раздел18.	ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	203
-	ВЫВОДЫ.....	204
-	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	205
Информационные приложения		
1	Расчеты валовых выбросов вредных веществ в атмосферу	
2	Копия гос. лицензии ИП «ЭКО-ОРДА» на природоохранное проектирование, нормирование	

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа представляет собой проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению №2 в Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе» на 2021-2023 годы.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит описание намечаемой деятельности, включая: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра; информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности; описание возможного воздействия на окружающую среду; описание предусматриваемых для периодов строительства и эксплуатации объекта мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, в том числе предлагаемых мероприятий.

Экологическая оценка – процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду. Видами экологической оценки являются стратегическая экологическая оценка, оценка воздействия на окружающую среду, оценка трансграничных воздействий и экологическая оценка по упрощенному порядку.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Экологического Кодекса Республики Казахстан.

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии:

- 1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных ЭК, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;
- 2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;
- 3) подготовку отчета о возможных воздействиях;
- 4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;
- 5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;
- 6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК.

Для организации оценки возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду:

- 1) инициатор намечаемой деятельности представляет проект отчета о возможных воздействиях в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в соответствии с пунктами 6 – 8 статьи 72 ЭК;
- 2) инициатор намечаемой деятельности распространяет объявление о проведении общественных слушаний в соответствии с пунктом 4 статьи 73 ЭК;
- 3) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в случае, предусмотренном пунктом 19 статьи 73 ЭК, создает экспертную комиссию;
- 4) уполномоченный орган в области охраны окружающей среды выносит заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со статьей 76 ЭК;
- 5) инициатор намечаемой деятельности организует проведение послепроектного анализа в соответствии со статьей 78 ЭК.

На этапе оценки воздействия на окружающую среду приведена обобщенная характеристика природной среды в районе намечаемой деятельности, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции по оценке воздействия на окружающую среду. Также даны рекомендации по

минимизации воздействия на компоненты природной среды. Предложены мероприятия по снижению экологического риска.

Разработчиком является ИП «ЭКО-ОРДА», имеющий государственную лицензию №02468 Р выданным Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 08.04.2019 г. на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования.

Недропользователь: АО «Кристалл Менеджмент», г. Алматы, ул. Байзакова, 280 БЦ «Almaty Towers», северная башня (21 этаж). Контракт № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., Контрактная территория расположена на территории Кызылординской области Республики Казахстан.

Подрядная организация: разработчик проекта «Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе является ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Шымкент, мкр. «Турлан», ул. Шмидта, дом 1 «В» строение, 160020, Республика Казахстан. Государственная лицензия № 14016156 от «27» октября 20014 г.

Настоящий проектный документ «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к Дополнению №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе» АО «Кристалл Менеджмент» выполнен на основании технического задания и договора, заключенный между ТОО «Мунайгазгеолсервис» и ИП "ЭКО-ОРДА", Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр», «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

Лицензионная территория м/р Бестобе АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36 осуществляет добычу углеводородного сырья.

Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18 256,48 км².

На основании Дополнения №8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., а также утвержденного ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа разработан настоящий проектный документ «**Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)**». Период разведки по письменному обращению недропользователя в Компетентный орган был продлен до «31» октября 2023 года.

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки и ввод в пробную эксплуатацию семи ранее пробуренных скважин; изучение приемистости коллекторов и пробная закачка воды в интервалы продуктивного горизонта М-0-4; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; для доразведки и перевода запасов

категории С₂ в промышленную категорию С₁, рекомендовано провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 8 (Государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки по письменному обращению недропользователя Компетентным органом был продлен до «31» октября 2023 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ РК

Главной задачей законодательных актов и нормативно-методических документов Республики Казахстан по охране окружающей среды является обеспечение человека и живого мира благоприятной для его жизни и здоровья средой обитания.

Основой природоохранного законодательства является Конституция, которая провозглашает: земли, недра, воды, растительный и животный мир находятся исключительно в государственной собственности, охрана окружающей среды – одна из общегосударственных задач. В данном разделе приводится краткий обзор основных законов и нормативных документов, регулирующих вопросы загрязнения окружающей среды, образующиеся в процессе проведения вышеуказанных работ. Нормативно-правовая база находится в постоянном развитии. Информация, содержащаяся в этой части проекта, основана на действующих, на момент эксплуатации законах и нормативных документах.

Ниже приведён перечень основных природоохранных Законов Республики Казахстан и их положения:

Конституция Республики Казахстан, принятая 28 января 1993 г., предоставляет гражданам право на благоприятную для жизни и здоровья окружающую природную среду. Конституцией определено, что земля, ее недра, воды, растительный и животный мир, другие природные ресурсы находятся исключительно в государственной собственности

Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК.)

В Экологическом Кодексе Республики Казахстан указано, что оценка воздействия на окружающую среду и здоровье населения действующих и планируемых предприятий является обязательной и неотъемлемой частью предпроектной и проектной документации. По результатам проведенной оценки воздействия на окружающую среду заказчиком подготавливается и представляется заявление об экологических последствиях планируемой или осуществляемой хозяйственной деятельности, служащее основанием для подготовки решений о ее реализации.

Реализация проектов планируемой хозяйственной и иной деятельности без положительного заключения государственной экологической экспертизы запрещена. Государственная экологическая экспертиза проводится уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и местными исполнительными органами в пределах их компетенции.

Экологический Кодекс регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан.

Участниками регулируемых Экологическим Кодексом отношений являются физические и юридические лица, государство, а также государственные органы, осуществляющие государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов.

Основными принципами экологического законодательства Республики Казахстан являются:

- обеспечение экологической безопасности;
- экосистемный подход при регулировании экологических отношений;
- государственное регулирование в области охраны окружающей среды и государственное управление в области использования природных ресурсов;
- обязательность превентивных мер по предотвращению загрязнения окружающей среды и нанесения ей ущерба в любых иных формах;
- неотвратимость ответственности за нарушение экологического законодательства Республики Казахстан;
- обязательность возмещения ущерба, нанесенного окружающей среде;

- платность и разрешительный порядок воздействия на окружающую среду;
- применение наилучших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий при использовании природных ресурсов и воздействии на окружающую среду;
- взаимодействие, координация и гласность деятельности государственных органов по охране окружающей среды;
- стимулирование природопользователей к предотвращению, снижению и ликвидации загрязнения окружающей среды, сокращению отходов;
- доступность экологической информации;
- гармонизация экологического законодательства Республики Казахстан с принципами и нормами международного права;
- презумпция экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности и обязательность оценки воздействия на окружающую среду, и здоровье населения при принятии решений о ее осуществлении.

Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Установлена компетенция органов государственной власти и управления в области регулирования водных отношений. Определен порядок производства работ на водоемах и в охранных зонах. Регламентированы виды водопользования и условия их существования, включая плату за пользование водными ресурсами.

Дифференцированы условия пользования водоемами для питьевых, бытовых и иных нужд сельского хозяйства, для промышленных целей, для нужд гидроэнергетики, транспорта, рыбного и охотничьего хозяйства, для противопожарных нужд заповедников и заказников. Установлен порядок эксплуатации водохранилищ, водоподпорных и других гидротехнических сооружений на реках и каналах.

Освещены основные правовые требования к сохранению природных вод, включая охрану вод от загрязнения и истощения, в том числе подземных вод и малых рек.

Предусмотрен порядок государственного учета и планирования использования вод. Установлена ответственность за нарушение водного законодательства и порядок разрешения водных споров.

Земельный кодекс – 20 июня 2003 год (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

Целями охраны земель являются:

1) предотвращение деградации и нарушения земель, других неблагоприятных последствий хозяйственной деятельности путем стимулирования экологически безопасных технологий производства и проведения лесомелиоративных, мелиоративных и других мероприятий;

2) обеспечение улучшения и восстановления земель, подвергшихся деградации или нарушению;

3) внедрение в практику экологических нормативов оптимального землепользования.

Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Настоящий Закон регулирует общественные отношения, возникающие в процессе проведения мероприятий по гражданской защите, и направлен на предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, оказание экстренной медицинской и психологической помощи населению, находящемуся в зоне чрезвычайной ситуации, обеспечение пожарной и промышленной безопасности, а также определяет основные задачи, организационные принципы построения и функционирования

гражданской обороны Республики Казахстан, формирование, хранение и использование государственного материального резерва, организацию и деятельность аварийно-спасательных служб и формирований.

Кодекс Республики Казахстан «О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ» (с изменениями и дополнениями на 2021 г.)

Настоящий Кодекс определяет режим пользования недрами, порядок осуществления государственного управления и регулирования в сфере недропользования, особенности возникновения, осуществления и прекращения прав на участки недр, правового положения недропользователей и проведения ими соответствующих операций, а также вопросы пользования недрами и распоряжения правом недропользования и другие отношения, связанные с использованием ресурсов недр.

Использование земель, водных и других природных ресурсов регулируется в соответствии с земельным, водным и экологическим законодательством Республики Казахстан, определяющим режим использования и охраны соответствующих природных ресурсов.

Участниками регулируемых настоящим Кодексом отношений являются государство, граждане и юридические лица Республики Казахстан.

Иностранцы, лица без гражданства, а также иностранные юридические лица пользуются в Республике Казахстан правами и свободами и несут обязанности в отношениях по недропользованию, установленные для граждан и юридических лиц Республики Казахстан, если иное не предусмотрено настоящим Кодексом, законами и международными договорами, ратифицированными Республикой Казахстан.

Кодекс Республики Казахстан о здоровье народа и системы здравоохранения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2021 г.)

Настоящий Кодекс регулирует общественные отношения в области здравоохранения в целях реализации конституционного права граждан на охрану здоровья.

Он определяет права и обязанности граждан, органов государственного управления по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Установлено санитарно-гигиеническое нормирование, основные принципы санитарно-эпидемиологической экспертизы, организации и проведения санитарно-эпидемиологических мероприятий.

Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2018 г.) с 1997 года определяет правовые, экономические, социальные и организационные основы человеческой деятельности на особо охраняемых природных территориях. В настоящем Законе представлены характеристики различных видов особо охраняемых природных территорий, классифицированных в зависимости от целей, режимов охраны и особенностей их использования. Законом регламентируется государственный, общественный контроль и международное сотрудничество в области охраны и использования особо охраняемых природных территорий.

Задачами законодательства является регулирование проведения операций по недропользованию в целях обеспечения защиты интересов РК и ее природных ресурсов, рационального использования и охраны недр РК, защиты интересов недропользователей, создание условий для равноправного развития всех форм хозяйствования, укрепления законности в области отношений по недропользованию.

РАЗДЕЛ 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

1.1. Общие сведения об объекте оператора

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1.1).

Месторождение Бестобе находится на территории листов L-41-XI, расположена в Жалагашском районе Кызылординской области.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арыскум принадлежащие АО «ПКР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20% мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО «СП «КГМ» расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра – города Кызылорда – 180 км, г. Жезказган – в 250 км к северо-востоку.

Планируемая добыча с 2020 г. на блоке А, обеспечит объемами на несколько десятков лет высвобождающуюся и/или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей: ПСН Майбулака мощностью 3000 куб/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арыскума, ЦППН Арыскума мощностью 6000 куб/сут, нефтепровод Арыскум-Кумколь и Арыскум-Джусалы с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании «ТургайПетролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом изменяется от «плюс» 30° С до «плюс» 35° С, минимальная зимой – от «минус» 35° С до «минус» 40° С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период и их среднегодовое количество не превышает 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют. Для технического

водоснабжения используются слабоминерализованные вода альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 м до 500 м. Район не сейсмоактивный.

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан **«Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, который был утвержден КГиН МИИИТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кги от «06» декабря 2013 г.). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог. км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» был составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от «17» сентября 2015 г.).

В результате выявлены семь перспективных структур – Южный Жинишкекум, Дадикбай, Северный Жамантуз, Восточное Ровное, Северный Майбулак, Сортобе и Западное Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блока А.

В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.).

Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг.

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и согласован отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ РК (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» были составлены и утверждены два отчета: **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) и **«О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части**

Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, **Бестобе**, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено **«Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1_1, КМ-1_2, КМ-2_1, КМ-2_2, КМ-3_1 и КМ-3_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1_1 и КМ-1_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент»**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1_3, КМ-1_4 и КМ-1_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и **Бестобе (КМ-4)**.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» был составлен и утвержден отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коныс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, **Бестобе** и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Бестобе является скважина КМ-4, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела и палеозоя получены промышленные притоки нефти.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)»**. Вышеназванный отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан (протокол № 1995-18-П от «04» декабря 2018 г.).

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)»**, который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 9/10 от «19» апреля 2020 г.).

В 2020 г. компанией ТОО «Timal Consulting Group» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования семи скважин был повторно составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)»**, который был

вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2182-20-П от «29» мая 2020 г.).

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены два горизонта – М-0-2 и М-0-4. Кроме того, горизонт М-0-6 разделен на два подгоризонта – М-0-6-1 и М-0-6-2. Вместе с тем, уточнилось строение пластовых резервуаров: ранее представлялись как не нарушенные, а по результатам бурения и повторного пересчета, залежи имеют блоковое строение.

На основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа было разработано **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 0.106.2020 г.)»**, который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/5 от «24» сентября 2020 г.).

В рамках дополнения к проектному документу было обосновано выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов разработки.

Для проведения пробной эксплуатации рекомендовалось ввести из временной консервации существующие скважины и дополнительно ввести из бурения три проектных опережающих добывающих скважин. Для доразведки месторождения рекомендовалось пробурить две проектные оценочные скважины.

Продолжение пробной эксплуатации предусматривалось до «31» декабря 2022 г.

Недропользователь обратился в Компетентный орган с письмами (исх. № 99-20н от «27» марта 2020 г., № 154-20н от «10» июня 2020 г. и № 197-20н от «17» июля 2020 г.) с просьбами продления срока действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., в связи с вступлением обстоятельств непреодолимой силы. На основании обращений недропользователя, Компетентный орган разрешил продлить срок действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. на 10 (десять) месяцев – до «31» октября 2023 г.

В 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» по заданию недропользователя подготовило отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)»** (16), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2335-21-П от «22» июля 2021 г.).

Отличие вышеназванного оперативного подсчета от предыдущего заключается в переинтерпретации материалов ГИС и уточнении эффективных толщин, а также переводе запасов категории С₂ в С₁ путем дополнительного опробования существующих скважин. Бурение новых скважин за рассматриваемый период времени между оперативными подсчетами запасов не производилось.

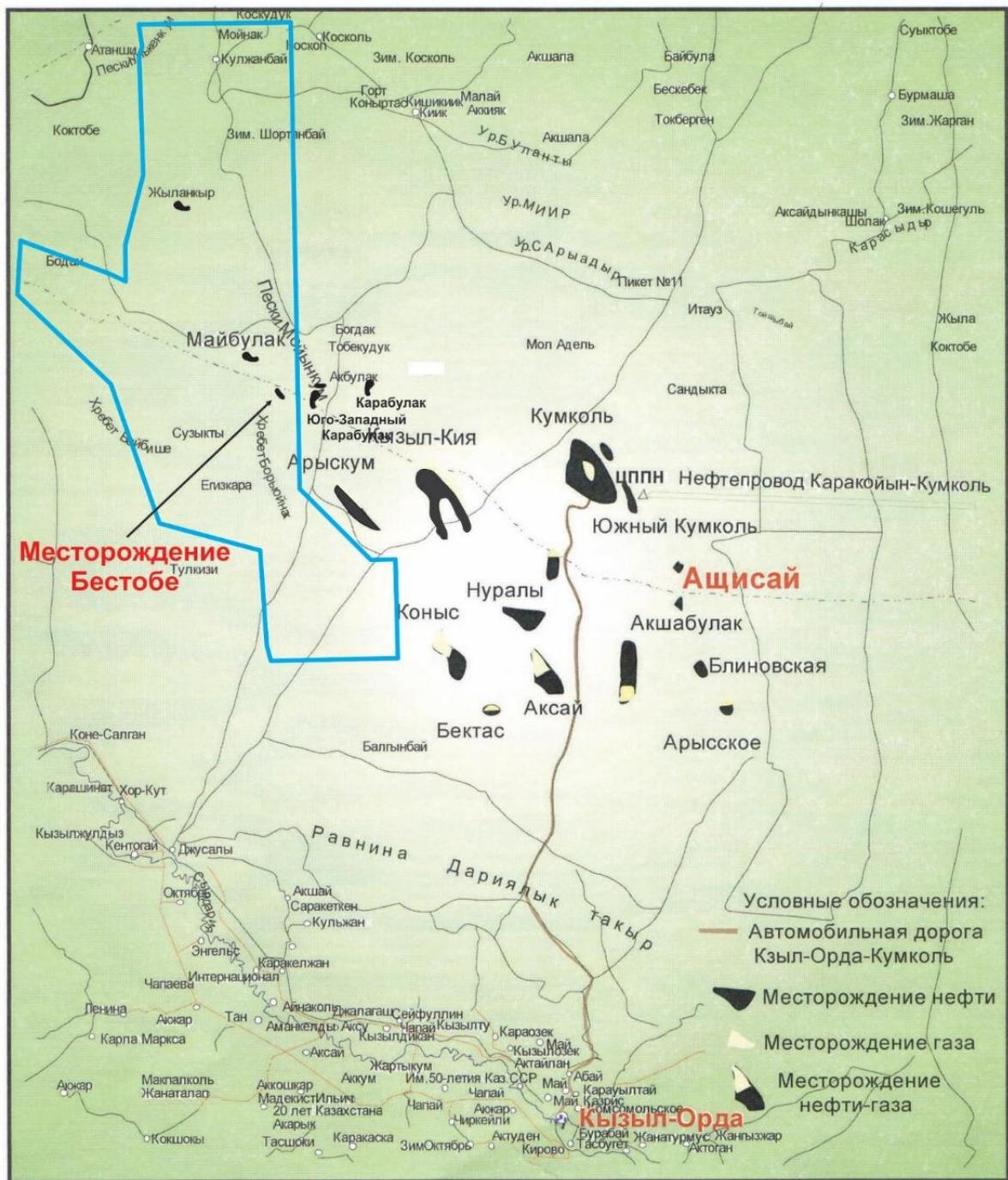


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Изучаемая территория относится к Южно-Тургайской НГО, которая включает в себя Арыскупский НГР на юге и Жыланшиковский ПНГР с Жинишкекумской нефтегазоносной зоной на севере. На востоке и юго-востоке НГО граничит с Улытауским мегаантиклинорием и горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, соответственно. На западе НГО соседствует с Нижне-Сырдарьинским сводом, на севере - условной границей является северная граница Жыланшиковского прогиба, на юге и юго-западе НГО ограничивается северо-западным продолжением Главного Каратауского разлома.

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении Южно-Тургайской впадины (НГО), на которой расположен Контрактный участок принимают участие отложения от протерозойской до четвертичной системы. Стратиграфическая последовательность отложений состоит из образований протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

В целом на территории Южно-Тургайского осадочного бассейна выделяется два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Мезо- и кайнозойские отложения широко развиты и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями. Однако среди них юрские и неогеновые имеют ограниченное распространение, а меловые и палеогеновые почти повсеместно.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Непосредственно литолого-стратиграфический разрез месторождения Бестобе изучен по данным керна и ГИС пробуренных скважин, а также согласно данным пробуренных скважин, рядом расположенных месторождений. По геолого-геофизическим данным пробуренных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой и меловой систем, залегающие на складчатом домезозойском фундаменте (Графическое приложение 1). Скважинами месторождения Бестобе юрские отложения не вскрыты.

Согласно проведенных по скважине КМ-4 анализов по определению возрастных определений по фораминиферам и по споро-пыльце были выделены комплексы, приуроченные к меловым отложениям. Кроме того, в интервале 973,31-1191,23 м относящийся к подошве мела и кровле палеозоя были обнаружены комплексы определенных как верхняя юра (?), что противоречит всем имеющимся данным ГИС и корреляции самого Бестобе и рядом расположенных месторождений, что было отмечено и в ОПЗ-2018г, и возможно связано с «корой выветривания» фундамента. Самых подтверждающих возрастных характеристик палеозойского возраста на месторождении Бестобе нет.

Палеозойская группа (PZ)

На преобладающей части территории Южно-Тургайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR),

относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

Непосредственно на месторождение Бестобе кровля палеозойских отложений вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами:

Глины коричневые, брекчированные, с редкими вкраплениями зеленовато-серых глин, плотные, средне-крепкие, хрупкие, микрослюдистые, слабо известковистые, с включениями и гнездами угловатых агрегатов кварцитовидного песчаника.

Кварцитовидные песчаники темно-серые, серые; агрегаты угловатые (до 5см в поперечнике), агрегаты сцементированы глиной описанной выше; массивные, крепкие, плотные, полимиктовые, разнозернистые, отмечаются редкие вертикально направленные трещины выполненные кальцитом; состав кремнисто-кварцевый, полевые шпаты, каолинит, слюда, обильно кальцит в виде гнезд, прожилков и натёков; полуокатанные, угловатые и полуугловатые, сортировка средняя, на кремнистом цементе контактово-порового, порового и базального типа, цементация прочная.

Кварциты серые, темно-серые, плитчатые, трещиноватые, трещины преимущественно ориентированы под углом 60-90° относительно горизонтали и частично выполнены глиной или кальцитом, а так же кварцем, весьма крепкие, плотные, излом на свежем сколе зернистый и участками ступенчатый; кварц зернистый, так же кристаллический в виде тонких стяжений локализованных по плоскостям трещиноватости и цементирующего материала, угловатые зёрна кремнистых пород, микровкрапления железистых минералов, полевые шпаты, глауконит, слюда, каолинит; на кремнисто-кварцевом и кварцевом цементе порового и базального типа, локально контактово-порового типа, цементация весьма крепкая. В кровельной части с признаками УВ, локализованных по плоскостям трещиноватости.

Аргиллиты темно-вишнево-красные, прослойками темно-серые, светло-серые, плотные, плитчатые, иногда микросланцеватые, слюдистые, текстура массивная, местами тонкополосчатая, обусловленная переслаиванием красноцветных и сероцветных слойков; структура пелитоморфная или микрокристаллическая; порода трещиноватая, трещины выполнены микрокристаллическим кварцем, микрочешуйчатым хлоритом; также отмечаются неравномерные скопления чешуек биотита. Порода в основном окремнелая, очень крепкая.

Сланцы зеленовато-серые, беловато-серые, кристаллические, каолинитовые, хлоритизированные, плотные, крепкие, плитчатые, структура скрыто-микрокристаллическая, текстура массивная, в отдельных агрегатах микрополосчатая, агрегаты угловатые, оскольчатые, иногда с раковистым изломом, окремнелые, не карбонатные.

К отложениям выветрелой коры палеозоя приурочен продуктивный горизонт PZ.

Толщина вскрытых отложений варьируют в пределах от 19м (Б-9) до 207м (КМ-4).

Мезозойская группа (MZ)

Меловая система – К

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях палеозоя.

Меловой разрез расчленяется на нижний и верхний отделы, а также свиты и подсвиты.

По палеонтологическим исследованиям керна по присутствию *Psammospaera aff. parva* Crespin, *Saccamina alexanderi* (Loeblich et Tappan), *Pelosina aff. lagenoides* Crespin, *Reophax deceri* Tappan, *Reophax cf. consonus* Bulynnikova, *Ammovertella aff. cellensis* Bartenstein et Brand, *Ammobaculites aff. grossus* Crespin, *Ammobaculites cf. subcretaceus* Cushman et Alexander, *Ammobaculites cf. implanus* Crespin известны из нижнего мела Австралии, а *Ammobaculites cf. reophacoides* Bartenstein и *Ammobaculites cf. irregularifqrmis* Bartenstein et Brand, *Ammobaculites cf. planus* Mjatluk, *Trochammina cf. egisensis* Mjatluk. *Trochammina cf. fusca* N. Belousova, *Quinqueloculina aff. oviformis* Bulynnikova, *Verneuilinoides cf. caspiensis* Mjatluk, *Vaginulina cf.*

riedeli Bartenstein et Brand, Gaudryina cf. gerkei (Vassilenko), Tritaxia pyramidata Reuss определяется нижнемеловой возраст комплекса (K₁).

Нижний отдел – K₁

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы неокомского надьяруса, аптского и альбского ярусов. В состав неокомского надьяруса входит даульская свита, которая подразделяется на нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты. К отложениям альбского и аптского ярусов приурочены карачетаусская и кызылкиинская свиты.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1dl1}). Основная верхняя часть подсвиты является региональным флюидоупором над нефтегазоносными комплексами юры и арыскупского горизонта. Отложения представлены красновато-коричневыми/коричневыми карбонатными глинами с редкими маломощными прослойками и линзами алевролитов и тонко-мелкозернистых песчаников.

Глины коричневые, плотные, средне-крепкие и крепкие, ломкие, массивные, микрослюдистые, с включениями гнёзд зеленовато-серых алевролитов, включения окатанных обломков кальцита, излом неровный, ступенчатый, слабо карбонатные.

Алевролиты зеленовато-серые, тонкослоистые, плитчатые, средне крепкие, микрослюдистые, массивные, плотные, излом ступенчатый, на глинисто-карбонатном цементе.

Песчаники зеленовато-серые, пятнами коричневые, плотные, тонкоплитчатые, средне крепкие и крепкие, микропористые, тонко-мелкозернистые, полимиктовые, состав кварцево-полевошпатовый, глауконит, кальцит, микрослюда, зёрна полуокатанные, полуугловатые, сортировка хорошая; на карбонатном и карбонатно-глинистом цементе, тип цементации контактово-поровый, цементация средне крепкая, локально крепкая. Преимущественно с признаками УВ.

К песчаным отложениям нижнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-7 и М-0-8.

Отложения вскрыты толщинами 49-109,5м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2dl2}). Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием тёмно-серых и зеленовато-серых глин, песчаников и гравелитов, с редкими маломощными прослойками алевролитов:

Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Глины светло-зеленовато-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, вязкие, пластичные, перетертые, также полуплитчатые, средне крепкие, уплотненные, слюдистые, не известковистые или слабо карбонатные (доломитизированные).

Гравелиты темно-серые, черные, полупрозрачные сколы и обломки кварцево-кремнистого состава, гравий, обломки галек, зерна кварца грубой и крупной песчаной размерности, гнезда и желваки пирита, хлорит в виде примазок на зернах кварца и включений в цементе, незначительно биотит, ОРД. Цемент песчанисто-алевролитовый, глинистый, кальцитовый, контактового типа, цементация различная.

Песчаники беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, алевролитистые, слабо глинистые, крепкие, плотные; в основном кварц и зерна и обломки силицитов, незначительно хлорит, микрослюда, полевые шпаты, ОРД, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинисто-кварцевый, кальцитовый, реже полевошпатовый, контактового контактового типа, цементация средняя. В основном в виде цементирующего материала в гравелитах.

Алевролиты светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, средне крепкие, единичные агрегаты крепкие (слабо окварцованные), полуплитчатые, слюдистые, зеленовато-серые разности не известковистые.

Средняя и нижняя часть разреза представлена преимущественно водонасыщенными и реже нефтенасыщенными песчаниками с прослойками глин и алевролитов.

Алевролиты зеленовато-серые, массивные, плотные, крепкие, кварцевые, глинистые, микрослюдистые, хлоритизированные, слоистые, не известковистые, излом сланцеватый.

Глины зеленовато-серые, редко красновато-коричневые, плотные, массивные, средне крепкие, хрупкие, хлоритизированные, микрослюдистые, на свежем сколе излом неровный, занозистый, блеск восковидный, шелковистый; пирит в виде гнезд и редких корочек, не карбонатные.

Песчаники темно-зеленовато-серые, полимиктовые, мелкозернистые, крепкие, хрупкие, микро-тонкопористые, глинистые; кварц, глауконит, полевые шпаты, кальцит, хлорит, зерна силицитов, слюда; отмечаются включения и прослойки хлоритовых глин, не выдержанные по мощности и разнонаправленных; зерна прозрачные, зеленые, темно-желтые, белые, полуугловатые, полуокатанные, хорошо отсортированные. Цемент кальцитовый, глинисто-кальцитовый, в основном контактового, локально контакто-порового и порового типа, прочность цементации различная.

К отложениям верхнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6.

Вскрытая толщина отложений 211,79-219,74м.

Апт-альб (К_{1а}-а₁₋₂) нерасчлененные ярусы образуют отложения карачетауской и кызылкинской свиты.

Карачетауская свита. Верхняя и средние части разреза карачетауской свиты характеризуется переслаиванием темно-серых глин, серых песчаников, с пропластками гравелитов и в кровельной части кварцитовидных песчаников:

Глины темно-серые, пластичные, вязкие, мягкие, частично уплотненные, микрослюдистые, алевритисто-песчанистые, неравномерная градация в глинистый алевролит.

Кварцитовидный Песчаник серый, беловато-серый, мелкозернистый, плотный, крепкий, слабо глинистый; в основном кварц, биотит, так же ОРД, полевые шпаты, обломки карбонатов; зерна угловатые, сдавленные, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцевый, кремнистый, базального и порового типа.

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, отдельные среднезернистые агрегаты, плотные, слабо средне крепкие и крепкие: кварц, обломки силицитов, слюда, ОРД, пирит, редко хлорит; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные средне отсортированные. Цемент глинистый, контактовый, очень слабый; агрегаты на кварцевом цементе контакто-поровом, цементация прочная.

Гравелиты кварц-силицитового состава, кремнистый гравий темно-серого, черного и темно-бурого цвета, крупно-грубозернистый кварцевый песок прозрачный, матовый, редкие угловатые сколы и обломки, фрагменты полевых шпатов, желваки пирита, гнезда биотита; зерна окатанные, сортировка средняя, без видимой цементации.

Нижняя часть разреза характеризуется преимущественно светло-серыми и серыми песчаниками с маломощными прослойками светло-серых известняков, углей и алевролитов:

Песчаники серые, беловато-серые, кварцевые, тонко-среднезернистые, слабо крепкие и крепкие, плотные, глинистые, алевритовые; кварц, кальцит, включения карбонатов, угловатые обломки кремнистых пород, глауконит, ОРД, слюда. Зерна угловатые, полуугловатые, полуокатанные, средне и хорошо отсортированные. Цемент кварцево-карбонатный, кальцитовый, глинисто-известковистый, контакто-порового, порового и базального типа, цементация различная.

Известняк глинистые светло-серые, беловато-серые, пелитоморфные, микрокристаллические, мелоподобные, мягкие, рыхлые, перетертые, глинистые, алевритовые. Глины темно-серые, серые, пластичные, комковатые, вязкие, слабо карбонатные, обильно ОРД, слюдистые, с градацией в алевролит.

Алевролиты темно-серые, массивные, плотные, слюдистые, частично с примесью тонкозернистого кварцевого песка, биотит в виде гнездитонких просечек.

По палинологической анализу в пыльцевой части палиноспектров доминирует пыльца хейролепидиевых – Classopollis (35,5%): Classopollis sp., C. Classoides Pflug., C. minor Pock. et Jansonius, C. gyroflexus Kos. и пыльца двухмешковых хвойных молодого облика с хорошо развитыми воздушными мешками семейства Pinaceae-Podocarpaceae (26,4%) с видами: Piceapollenites sp., P. variabiliformis (Bolch.) M. Petr., P. mesophyticus (Bolch.) M. Petr., Pinuspollenites sp. Субдоминирующей является однобороздная пыльца Ginkgocycadophytus (14,4%) и пыльца типа Inaperturopollenites-Araucariacites (9,6%).

Среди спор отмечены единичные меловые формы Staplinisporitescaminus (Balme) Pock., Trilobosporitesasper (Bolch.) Vor.

Описанный спектр по таксономическому составу, в первую очередь по доминированию пыльцы Classopollis, обнаруживают сходство с меловыми комплексами Восточного Казахстана (Котова, 1991) и других сопредельных регионов. В спектре отмечены нижнемеловые формы Staplinisporitescaminus (Balme) Pock., Trilobosporitesasper (Bolch.) Vor.

Вскрытые толщины отложения 233,93-243,7 м.

Нижний – верхний отделы - K₁₋₂

Отложения представлены **кызылкинской свитой (K_{1-2al3-s})** преимущественно глинами с прослойками менее мощных песчаников и алевролитов.

Глины пестроцветные, красновато-бурые, желтовато-серые, светло-коричневые, беловато-серые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, слабо вязкие, комковатые, микрослюдистые, алевролитистые, слабо известковистые, иногда с примесью тонкозернистого кварцевого песка.

Глины зеленовато-серые, светло-серые, плотные, массивные, средне крепкие, плитчатые, иногда перетертые, мягкие, комковатые, микрослюдистые, гнезда биотита, пирит, местами с примесью тонкозернистого кварцевого песка, не известковистый; отмечается неравномерная градация в глинистый Алевролит.

Песчаники светло-серые, серые, красновато-бурые, тонко-мелкозернистые, кварцевые, слабо крепкие; рых рыхлые, кварц, глауконит, слюда, полевой шпат, ОРД, хлорит, пирит; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, хорошо отсортированные. Цемент глинистый, контактового типа, цементация слабая.

Алевролиты светло-зеленые, массивные, хлоритизированные, плотные, слабо средне крепкие, хрупкие, полуплитчатые, микрослюдистые, включения биотита, хлорит в виде пятен и тонких вкраплений, кристаллы пирита, редкий ОРД.

Толщина вскрытых отложений 129-146м.

Верхний отдел – K₂

В его составе выделяются **маастрихтский, кампанский ярус (K_{2km}), балапанская свита** нижнего турона (**K_{2t1}**) и нерасчлененные отложения верхнего **турона-сантона (K_{2t2-st})**.

Балапанская свита нижнего турона (**K_{2t1}**) в кровле сложена тёмно-серыми и серыми глинами мощностью до 7м. Далее по разрезу тонко-мелкозернистые пески мощностью 33м. Нижняя половина свиты представлена переслаиванием серых и светло-серых глин и песчаников.

Пески светло-серые, серые, полимиктовые, тонко-мелкозернистые, мелкозернистые, глинистые, алевролитистые; кварц, мусковит, биотит, хлорит, зерна глауконита, полевые шпаты, ОРД; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, сортировка хорошая.

Глины серые, прослойками светло-серые, уплотненные, полуплитчатые, средне крепкие, песчанисто-алевролитистые и однородные, микрослюдистые, участками с большим содержанием биотита в виде гнезд, вкраплений и параллельных микрослойков, не карбонатные, участками отмечается неравномерная градация в глинистый алевролит. Песчаники серые, светло-серые, полимиктовые, мелкозернистые, алевролитистые, иногда очень глинистые, слабо средне крепкие; кварц, обильно слюда (биотит, мусковит), полевые шпаты, включения ОРД, единично кристаллы кальцита; зерна полуугловатые, полуокатанные, окатанные, средне отсортированные. Цемент глинистый контактовый, иногда контактово-поровый, цементация средняя.

Отложения свиты вскрыты толщинами 62-103м.

Турон-сантонский ярус верхнего мела. Отложения турон-сантонского возраста сложены пропластами пестроцветных глин и средне-мелкозернистых песков. Мощность пластов песка достигают 22 м, а глин до 8м.

Пески серые, коричневые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, средней сортировки. С включениями пирита, глауконита.

Глины коричневые, темно-серые, серые, местами зеленовато-серые, от полублочных до блочных, алевритистые, мягкие, рыхлые, средней плотности, однородные и неравномерно алевритистые, также местами с обильной примесью тонкозернистого кварцевого песка, участками слабо карбонатные.

Отложения свиты вскрыты толщинами 46-116м.

Кампанский ярус верхнего мела. Отложения представлены в основном песками. В отложениях толща песков достигает 28м. Подошвенная часть свиты представлена глинами с пропластками песка.

Глины серые, местами светло-серые, аморфные, алевритистые, не карбонатные, средней плотности.

Пески серые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки, с включениями пирита. Толщина отложений 26-71м.

Маастрихтский ярус верхнего мела. Отложения представлены песками серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки.

Толщина отложений 40-78м.

Кайнозой-KZ

Палеоген-неоген-четвертичная система – P+N+Q

Отложения палеогена, неогена и четвертичной системы в пределах изучаемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с размывом залегают на различных горизонтах верхнего мела. В палеогене выделяются палеоцен, эоцен и олигоцен, в неогене – миоцен и плиоцен. В свою очередь, отделы достаточно уверенно расчленяются на ярусы и свиты.

Отложения палеогена залегают горизонтально с несогласием на размытой поверхности мела. Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Осадки типичные для пустынного литогенеза: золотые, озерно-аллювиальные, солончаково-такырные и др. Толщина каждого генетического типа не превышает 2-3 м. Максимальная толщина четвертичных наносов не превышает 20 м.

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна (рис. 3.2.1). В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры второго порядка: Жыланшиковский и Арыскупский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

В целом на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна выделено два структурных этажа:

I–нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж - верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными, слабометаморфизованными карбонатно- терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиplatformенному переходному комплексу.

II-верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж

Мел, палеоген, неогеновый ортоplatformенный подэтаж.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Структура Бестобе находится в пределах западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Домезозойский структурный этаж.

Домезозойские отложения на месторождении Бестобе вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990 до 1029 метров и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами, аргиллитами.

Структура Бестобе по поверхности палеозоя (ОГ-PZ) представляет собой брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юга-востока на северо-запад. Структура по краям осложнена серией тектонических разломов: F1, F2, F3 и F4, простирающихся с юго-востока на северо-запад. Западная часть поверхности палеозоя погружается с отметок -930м до -1800 м, где присутствующие разломы F2 и F3 образует мелкие ступени, у которых амплитуда колеблется от 10 до 25 м. Восточная часть структуры ступенчато погружается за счет разломов F1 и F4, где амплитуда разлома F1 равна 60м, амплитуда разлома F4 колеблется от 60 до 250м. Размеры брахиантиклинальной структуры по замкнутой изогипсе -900м составляют по длине 4,8км, ширина колеблется от 0,8км до 1,6км (рис.3.2.2). Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

Платформенный структурный этаж

В строении яруса участвуют юрские, меловые и палеогеновые отложения. Платформенные отложения накапливались на домезозойском палеорельефе, наследуя его выступы, заполняя низкие депрессионные участки или котловины.

Отложения юрского комплекса выделяются в бортовых частях структуры. На структурном плане в центральной части юрские отложения литологически выклиниваются. Также два участка выклинивания находятся в северной и южной частях северо-восточного борта, которая резко погружается в юго-западном направлении (с отметок -1360 до -1410м).

Юго-западная бортовая часть структуры представляет собой поднятие погружающаяся в западном направлении (с отметок -960 до -1160).

Структурные планы отложений K_{1nc1d1} и K_{1nc2d2} (рис.3.2.3 и 3.2.4) унаследованно повторяют друг друга. Поднятия по кровле отложений K_{1nc1d1} и K_{1nc2d2} литологически выклиниваются в юго-западном направлении, постепенно погружаясь в северо-восточном направлении с отметок -770 до -1160 м и с -560 м до -810 м, соответственно. Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2 и f1, где амплитуда разломов составляет 5-10м. Предполагаемый малоамплитудный разлом f1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

На структурной карте K_{1nc1d1} в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая структура, простирающаяся с юга на северо-запад.

Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -810м составляют по длине 5,8км, ширина колеблется от 1,9 км до 2,25 км, с амплитудой 60м. В рамках данной работы с учетом результатов бурения новых скважин уточнено положение и простираие разлома F2 и высота выступа палеозоя.

На структурной карте $K_1nc_2d_2$ в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая (северная и южная своды) структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе -580 мм составляют по длине 5,5 км по ширине 2,0 км.

Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F1, F2, где амплитуда разломов составляет 5-10м.

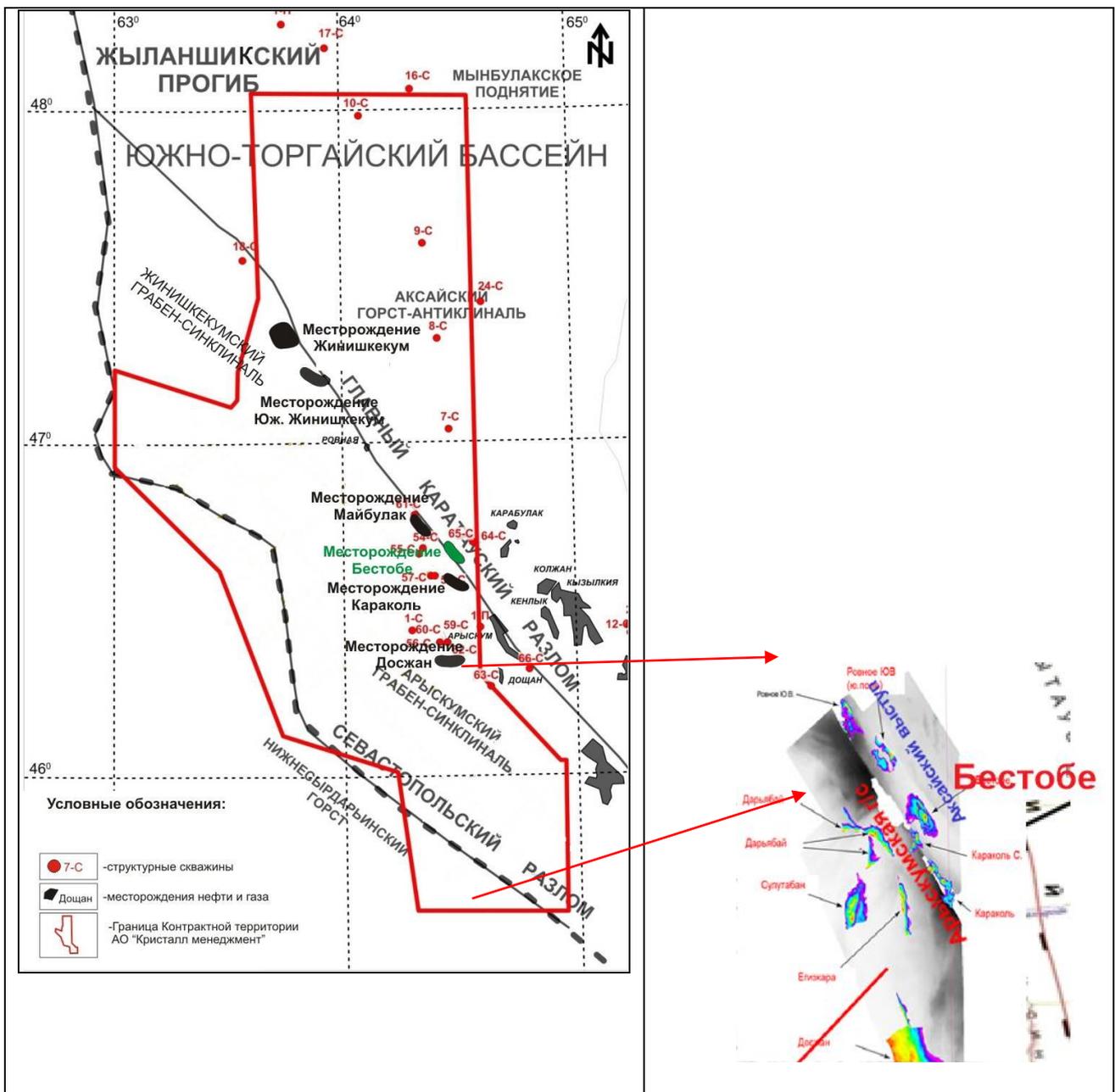


Рисунок 2.1.2.1. Тектоническая схема

Продуктивность III блока предполагается аналогии с II блока. ВНК принимается на уровне -858,4 м что соответствует принятому ВНК блока II.

Таблица 1.2-1. Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Горизонты									
	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-0-4	М-0-5	М-0-6-1	М-0-6-2	М-0-7	М-0-8	PZ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Средняя глубина залегания, м	777,8	815	835,4	860,4	885,2	901,1	925,8	967,6	987,8	1007,7
Тип залежи	Пластовая, сводовая									
Тип коллектора	Терригенные, поровые									
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	8230	2114	1458	1654	4862	548	2779	2449	2632	884
Средняя общая толщина, м	5,2	33,6	11,4	12,2	23,4	3,7	21,0	5,9	3,9	27,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,9	1,3	1,5	1,9	3,3	2,6	5,4	1,3	1,5	0,6
Пористость, д.ед.	0,27	0,25	0,24	0,25	0,27	0,26	0,29	0,22	0,25	0,10
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,62	0,59	0,62	0,56	0,55	0,47	0,60	0,55	0,83
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	6,55	-	30,49	-	1,12	-	-	2,35	-	2,17
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,766	0,660	0,691	0,903	0,853	0,927	0,569	0,848	0,223
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2	9	4	4	7	2	6	2	2	9
Пластовая температура, °С	36	-	37	-	40	-	-	40	-	40
Пластовое давление, МПа	7,4	-	7,7	-	8,63	-	-	8,73	-	9,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	3,25	-	-	-	-	5,32	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	0,717	-	-	-	-	0,722	-	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,756	0,774	0,812	0,764	0,764	0,764	0,788	0,838	0,788
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	-	-	1,104	-	-	-	-	1,239	-	-
Содержание серы в нефти, %	0,23	0,079	0,06	0,27	0,046	0,046	0,046	0,015	0,318	0
Содержание парафина в нефти, %	4,6	2,49	12,41	3,8	12,43	12,43	12,43	7,15	17,95	4,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	1	-	-	-	-	2,87	-	-
Газовый фактор, м ³ /т			-	-	-	-	-	64,5	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*	1,05*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*
Средняя продуктивность, мЗ/[сут*МПа]										
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5058	503	355	410	3348	101	1104	406	354	117
в том числе: по категории С1	1350	178	279	281	1145	59	586	128	125	-
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2149,8	213,8	150,9	174,2	1422,9	43	469,3	172,6	150,4	42,1
в том числе: по категории С1	573,8	75,7	118,6	119,4	486,6	25,1	249,1	54,4	53,1	-
Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.м ³	40,9	4	2,8	3,3	27,2	0,8	8,9	26,1	22,8	7,5
в том числе: по категории С1	10,9	1,4	2,2	2,3	9,3	0,5	4,7	8,2	8	-
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	17,4	1,7	1,3	1,4	11,4	0,3	3,8	11,1	9,8	2,7
в том числе: по категории С1	4,6	0,6	1	1	3,9	0,2	2	3,5	3,5	-
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425*	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,36

в том числе: по запасам категории С1	0,425	0,425 *	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	-
--------------------------------------	-------	------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---

1.2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На месторождении Бестобе по результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологически экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа. Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,8 до 10,8 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 0,8 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-3 пропластков.

Горизонт М-0-2 изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7 и Б-9. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 19,0 до 49,2 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1,4 м до 4,6 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 2-8 пропластков.

Горизонт М-0-3 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 5,9 до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 2,1 м до 5,3 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-4 пропластков.

Горизонт М-0-4 вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 м до 18,0 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 3,6 м до 3,9 м.

Горизонт М-0-5 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 9,7 м до 38,4 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 5,0 м до 13,1 м.

Горизонт М-0-6-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина горизонта изменяется от 1,0 м до 7,5 м. Горизонт в основном заглинизирован. Только в скв. КМ-4 в II блоке вскрыта линзовидная залежь, где по данным ГИС выделены 4,2 м нефтенасыщенных коллекторов.

Горизонт М-0-6-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 17,9 до 23,3 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины варьирует от 1,9 м до 10,0 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

Горизонт М-0-7 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 0,9 до 9,7 м, а эффективные толщины варьируют от 3,0 м до 4,5 м. Горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-5 пропластков.

В продуктивном горизонте М-0-8 нефтяная залежь вскрыта бурением скв. КМ-4_1, Б-9, Б-5, КМ-4. Скв. Б-1 вскрыла выступ фундамента. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 1 до 10,7 м, а эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 1 м до 2,5 м. По толщине горизонт имеет неоднородное строение, и в целом разделяется на 1-2 пропластков.

Горизонт PZ вскрыт скв. КМ-4_1, Б-9, Б-7, Б-1, Б-5 и КМ-4. Из них, все скважины кроме КМ-4 вскрыли непродуктивную зону. В скв. КМ-4 по данным ГИС вскрыт 3,6 м нефтенасыщенного коллектора.

Таблица 1.2-2

Характеристика толщин горизонтов

№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт М-0-1			
1	Общая	Средняя, м	5.2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,492
		Интервал изменения, м	0.8-10.8
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
3	Эффективная	Средняя, м	3.7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,588
		Интервал изменения, м	0.8-10.0
Горизонт М-0-2			
1	Общая	Средняя, м	35.1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,070
		Интервал изменения, м	19-49.2
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,086
		Интервал изменения, м	1,4-4,6
3	Эффективная	Средняя, м	26,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,182
		Интервал изменения, м	17-38,6
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	11,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,192
		Интервал изменения, м	5,9-18
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,325
		Интервал изменения, м	2,1-5,3
3	Эффективная	Средняя, м	8,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,187
		Интервал изменения, м	2,4-13,8

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
Горизонт М-0-4			
1	Общая	Средняя, м	12,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,089
		Интервал изменения, м	8,0-18,0
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,276
		Интервал изменения, м	3,6-3,9
3	Эффективная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,002
		Интервал изменения, м	5,1-16,6
Горизонт М-0-5			
1	Общая	Средняя, м	23,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,113
		Интервал изменения, м	9,7-38,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,094
		Интервал изменения, м	50-13,1
3	Эффективная	Средняя, м	20,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,081
		Интервал изменения, м	9,7-32,2
Горизонт М-0-6-1			
1	Общая	Средняя, м	3,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,544
		Интервал изменения, м	1,0-7,5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,246
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
3	Эффективная	Средняя, м	2,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,379
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт М-0-6-2			
1	Общая	Средняя, м	21,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,006
		Интервал изменения, м	17,9-23,3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,005
		Интервал изменения, м	1,9-10,0
3	Эффективная	Средняя, м	19,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,219
		Интервал изменения, м	17,2-20,9
Горизонт М-0-7			
1	Общая	Средняя, м	5,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,283
		Интервал изменения, м	0,9-9,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,241
		Интервал изменения, м	3,0-4,5
3	Эффективная	Средняя, м	2,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,040
		Интервал изменения, м	0,9-5,1
Горизонт М-0-8			
1	Общая	Средняя, м	3,9

		Коэффициент вариации, доли ед.	1,027
		Интервал изменения, м	1,0-10,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	1,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,280
		Интервал изменения, м	1,0-2,5

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4
3	Эффективная	Средняя, м	2,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,103
		Интервал изменения, м	1,0-4,2
Горизонт PZ			
1	Общая	Средняя, м	27,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-
3	Эффективная	Средняя, м	6,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0
		Интервал изменения, м	-

Таблица 1.2-3

Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.		Характеристика прерывистости
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-1					
7	0,797	0,087	2	0,214	1
Горизонт М-0-2					
7	0,766	0,049	9	0,133	1
Горизонт М-0-3					
3	0,660	0,074	4	0,047	1
Горизонт М-0-4					
4	0,691	0,059	4	0,049	1
Горизонт М-0-5					
7	0,903	0,005	7	0,297	1
Горизонт М-0-6-1					
3	0,853	0,059	2	0,500	1
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-6-2					
7	0,927	0,002	6	0,063	1
Горизонт М-0-7					
5	0,569	0,155	2	0,181	1
Горизонт М-0-8					
4	0,848	0,096	2	0,333	1
Горизонт PZ					
1	0,223	0	9	0	1

Продуктивные залежи месторождения Бестобе приурочены к отложениям палеозоя (PZ), верхнедаульской (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1 и М-0-6-2) и нижнедаульской (М-0-7, М-0-8) подсвитами нижнего мела.

Палеозой (PZ)

Суммарная проходка с отбором керна по отложениям палеозоя составила 12,52 м, вынесено 12,52 м или 100,0% от проходки. Проанализирован один непроницаемый образец. Пористость образца 0,013 доли ед., проницаемость 0,007 мД.

Нижнедаульская подсвита (K₁ пс₁ d₁)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению нижнего мела составила 76,23 м, вынесено 76,03 м или 99,74% от проходки. Всего проанализирован 21 образец керна, в том числе кондиционных 12 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,16-0,259 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,39-347 мД.

Верхнедаульская подсвита (K₁ пс₂ d₂)

Суммарная проходка с отбором керна по отложению составила 331,42 м, вынесено 317,67 м или 95,85% от проходки. Всего проанализировано 526 образца керна, в том числе кондиционных 420 образцов керна. Пористость кондиционных образцов изменяется в интервале 0,168-0,368 доли ед., проницаемость изменяется в интервале 1,4-8100,0 мД.

Все лабораторные исследования выполнялись в атмосферных условиях.

На керне выполнен замер естественной радиоактивности с выделением излучения от U, K, Th.

На керне проведены палеонтологические исследования.

Петрографические исследования выполнены на образцах керна, в общем количестве 66 проб.

1.2.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В настоящем отчете, характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения Бестобе оценена по результатам исследования проб по состоянию на 05.02.2021. На дату составления отчета, свойства нефти оценивались на основе четырех параллельных глубинных проб, отобранных из скважин КМ-4_1 и Б-10 в рамках оценочных работ.

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб началось на стадии геологоразведочных работ. В утвержденном отчете «ОПЗ-2020 г.» свойства нефти изучены по 10 поверхностным пробам горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и PZ. После ОПЗ отбор и исследования свойств нефти, в поверхностных условиях продуктивных горизонтов, продолжились, дополнительно проведены исследования по горизонту М-0-4.

В настоящем «Оперативном подсчете ...» физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 11 пробам.

Компонентный состав попутных нефтяных газов определен на хроматографе согласно ГОСТ 31371.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти изучались по устьевым пробам с 2017 года. К настоящему времени, проведено десять исследований физико-химических свойств поверхностной нефти. Исследованиями освещены отложения даульской свиты нижнего мела горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и палеозоя (PZ).

Отобранные пробы исследовались в лаборатории ТОО "Научный Аналитический Центр", ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Горизонт М-0-1 представлен двумя пробами из скважины КМ-4 из интервала 762-767,7, после утвержденного ОПЗ, новых отборов и исследований не проводилось. Согласно ОПЗ, по результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,762 до 0,780 г/см³ и в среднем составляет 0,771 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,23%, смол силикагелевых - 1,32%, парафина - 4,6%, механические примеси - 0,035. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 2,031 мкм²/с, при 50⁰С - 1,42 мкм²/с. Температура вспышки -13,5, застывания -2⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50%, керосиновых - 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-1, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-2 охарактеризован одной пробой из скважины Б-9 из интервала перфорации (776,0-777,3; 800,2-803,7м) исследованной в лаборатории ТОО "Stratum CER" (СТРАТУМ КЭР) Актау. По результатам замеров, плотность нефти составляет 0,756 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,079 %, смол силикагелевых - 2,3 %, парафина - 2,49%, механические примеси отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 1,5 мкм²/с, при 50⁰С - 1,1 мкм²/с. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 50,5%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-2, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-3 охарактеризован двумя пробами из скважин КМ-4 и КМ-4_1. Проба скважины КМ-4_1 интервала перфорации 830.8-832.5 м. исследована в лаборатории ТОО "Научный Аналитический Центр». По результатам замеров, плотность нефти варьирует от 0,767 до 0,78 и в среднем составляет 0,774 г/см³. Содержание серы-0,06%, ароматических - 6,86 %, парафина - 12,41 %, механические примеси - 0,09. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 4,39 мкм²/с, при 40⁰С - 2,87 мкм²/с. Температура вспышки -12 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем, составляют 46%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-3, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-4 представлен одной пробой из скважины Б-1 из интервала 855,5-857,4. Проба отобрана после утвержденного ОПЗ. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,812 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,27%, смол силикагелевых - 4,2%, парафина - 3,8%, механические примеси - 0,06. Кинематическая вязкость при 20⁰С в среднем составляет 10,47 мкм²/с, при 50⁰С - 2,69 мкм²/с. Температура вспышки +2, застывания +8⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 29%, керосиновых - 54%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-4, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт М-0-5 Охарактеризован одной пробой из интервала 862,1-873 м скважины КМ-4, изученной в рамках ранее утвержденного ОПЗ. По результатам замера плотность нефти составляет 0,764 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы - 0,046%, смол силикагелевых - 1,51%, парафина - 12,43%, механические примеси - 0,04. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 2,06 мкм²/с, при 50⁰С - 1,44 мкм²/с. Температура вспышки -16, застывания -2⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 47%, керосиновых - 71%.

Нефть, отобранная из горизонта М-0-5, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт М-0-6 не изучен поверхностной пробой нефти, в связи с этим данные плотности и парафина принято по аналогии из вышележащего горизонта М-0-5.

Горизонт М-0-7 представлен одной пробой из интервала 935-941,6, 947-948, 926,3-927,4 м скважины КМ-4 и пробой скважины Б-10 интервала 962-968м. По результатам

замеров плотность нефти изменятся от 0,78 до 0,796 г/см³ составляет в среднем 0,788 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы – 0,015 %, смол силикагелевых – 1,7%, парафина – 7,15%, механические примеси – 0,45%. Усредненная кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 2,83 мкм²/с, при 50⁰С – 1,7 мкм²/с. Температура вспышки от -14 до +26, застывания -8,5⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 43,5%, керосиновых – 51,5%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафиновым.

Горизонт М-0-8 представлен одной поверхностной пробой нефти скважины Б-9 интервал перфорации 994.5-999, 1001.5-1005.5м. По результатам замера плотность нефти составляет 0,838 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы – 0,318%, парафина – 17,95%, механические примеси – 4,38%. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 11,6 мкм²/с. Температура вспышки 24⁰С, застывания -5,5⁰С.

Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 20,2%, керосиновых – 32,8%.

Нефть, отобранная из горизонта, подразделяется к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу высокопарафинистых.

Горизонт PZ представлен одной пробой из интервала 993,2-1000 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,788 г/см³. Групповой углеводородный состав: серы - 0%, смол силикагелевых – 1,05%, парафина – 4,1%, механические примеси – отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20⁰С составляет 3,15 мкм²/с, при 50⁰С – 2,0 мкм²/с. Температура вспышки -2, застывания -6⁰С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С составляют 44%, керосиновых – 70%.

Нефть, отобранная из горизонта PZ, подразделяется к классу безсернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

В целом по месторождению по значениям параметров, поверхностная нефть всех горизонтов является особо лёгкой, малосернистой, относится к первому классу, первому типу и первому виду. По содержанию парафинов – высокопарафиновой.

Таблица 1.2.4. Физико-химические свойства поверхностных проб нефти

№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с						Температура, °С		Групповой углеводородный состав, % масс											Фракционный состав по % масс					
				10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Сероводород	Метил- и этил меркаптанов	Метано-нафтеновые	Ароматич.	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси	ольност	оксисем	афин	лорист	НК	100 °С	150 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Горизонт М-0-1																												
КМ-4	762-767,7	20.04.2018	0,78	4,16	2,34	2,05	1,82	1,64	1,29	-12	-3	8,35	0,1	0,01	0,288	0,246	93,11	5,25	1,64	отс.	0,01	0,04	0,12	12,9 6	47	11,5	32	50
КМ-4	762-767,7		0,762		1,721	1,56	1,345	1,2		-15	-1	0,9	0,36	отс.					1	0,09	0,06				48	18	38	50
			0,771	4,16	2,031	1,805	1,583	1,42	1,29	-13,5	-2	4,63	0,23	0,005	0,288	0,246	93,11	5,25	1,32	0,045	0,035	0,04	0,12	12,9 6	47,5	14,75	35	50
Горизонт М-0-2																												
Б-9	776,0-777,3; 800,2-803,7	04.09.2019	0,7563		1,5	1,38	1,19	1,14		-	-	2,49	0,079	0					2,3	0,05	0				33	20,5	41	50,5
Горизонт М-0-3																												
КМ-4_1	830.8-832.5	21.09.2019	0,7675		6,269	5,004	3,809			-10	-20	8,22	0,02	0,07	0		10,6	7,24		1,87	0,12		0,34					52
КМ-4	822-827,4	04.03.2018	0,78	3,43	2,52	2,17	1,93	1,76	1,29	-14	-1	16,6	0,1	0,06	0,103	0,072	91,65	6,48	1,87	отс.	0,06	0,02	0,13	11,4 6	50	8	28	40
			0,774	3,43	4,39	3,59	2,87	1,76	1,29	-12	-11	12,4 1	0,06	0,07	0,05	0,07	51,13	6,86	1,87	1,87	0,09	0,02	0,24	11,4 6	50,0	8,0	28,0	46,0
Горизонт М-0-4																												
Б-1	855,5-857,4		0,812		10,47	4,97	3,69	2,69		2	8	3,8	0,27	отс.					4,2	0,08	0,06				-	3	17	29
Горизонт М-0-5																												

КМ-4	862,1-873	19.01.2018	0,764	3,72	2,06	1,74	1,57	1,44	1,04	-16	-2	12,4 3	0	0,03	0,372	0,417	94,9	3,59	1,51	отс.	0,04	0,15	0,21	11,4 6	55	9	27	47
Горизонт М-0-7																												
КМ-4	935-941,6 947-948 926,3-927,4	04.12.2017	0,78	4,51	2,46	2,11	1,88	1,7	-	-14	1	6,16	0	0,18	0,241	0,406	92,31	5,99	1,7	отс.	отс.	0,01	0,34	29,7 9	68	6	28	43
Б-10	962-968	31.08.2019	0,796		3,206	2,961	2,246			26,5	-18	8,14 1	0,03	0,8	0	0	13,666	7,679		1,624	0,45	0,0003	0,876	49,5				44
			0,788	4,51	2,833	2,5355	2,063	1,7		6,25	-8,5	7,15 1	0,015	0,49	0,121	0,203	52,99	6,835	1,7	1,624	0,45	0,0051 5	0,608	39,6 45	68	6	28	43,5
Горизонт М-0-8																												
Б-9	994.5-999, 1001.5- 1005.5	31.07.2019	0,838		11,6	9,2	6,9			24	-5,5	17,9 5	0,318	51,33	0	0	23,194	8,92		3,19	4,38	0,358	2,123	392				20,2
Горизонт PZ																												
КМ-4	993,2-1000	14.11.	0,788	6,22	3,15	2,68	2,25	2	-	-2	-6	4,1	0	0,03	0,371	0,278	93,86	5,09	1,05	отс.	отс.	0,06	0,35	25,2	51	8	31	44

Таблица 1.2.5. – Массовое содержание металлов в разгазированной нефти

№№ скв.	Интервал, м	Горизонт	Массовое содержание, мг/дм ³						
			Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КМ-4	762-767,7	М-0-1	4,582	0,443	5,829	1,776	0,505	0,785	-
	822-827,4	М-0-3	3,076	0,901	3,707	0,784	отс.	0,764	-
	862,1-873	М-0-5	4,753	0,915	74,669	1,116	1,417	0,955	-
	935-941,6; 947-948; 926,3-927,4	М-0-7	5,753	0,877	14,457	1,326	отс.	0,946	-
	993,2-1000	PZ	3,012	1,539	41,684	3,971	0,499	1,106	-

Исследования физико-химических характеристик поверхностных проб нефти проводились в физико-химической лаборатории ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис».

Исследования глубинных проб нефти проводятся по комплексу «А» в установках PVT АСМ-600 и HV BlakOil PVT Analyzer. Глубинные пробы отбирались в скважине пробоотборниками в двух контейнерах объемами по 300 мл. Всего по месторождению отобрано 4 пластовых пробы из горизонтов Ю-III (1 проба), Ю-IV-2-2 (2 пробы). Результаты анализа газа, растворенного в нефти, проведены по 7 пробам из горизонтов Ю-III (2 проба), Ю-IV-2-1 (1 пробы) и Ю-IV-2-2 (4 пробы).

Поверхностные пробы нефти отбираются во время исследований по общепринятой методике, после сепаратора в 1-1,5 л герметичные емкости в количестве 3-5 литров. По месторождению отобрано 6 поверхностных проб из горизонтов Ю-III (2 пробы), Ю-IV-2-1 (1 проба) и Ю-IV-2-2 (4 пробы).

Отбор проб свободного газа проводят из скважины согласно ГОСТ 18917-82. Пробы газа отбираются из работающей скважины после сепарационной установки при установившемся режиме работы.

Пробы газа отбирают в стальные пробоотборники, и контейнеры под давлением, в стеклянные бутылки или при небольшом избыточном давлении, из верхней части сепаратора. При каждом исследовании отбирают газ в две емкости.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти отобраны и изучены по шести пробам из отложений кумкольской свиты верхней юры (Ю-III) и дощанской свиты средней-нижней юры (Ю-IV2-1-2).

Горизонт Ю-III представлен одной пробой из интервала 1518-1522 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,775 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,04%, смол силикагелевых – 1,4%, парафина – 11,54%, механические примеси – 0,02. Кинематическая вязкость при 200 °С составляет 2,08 мкм²/с, при 50 °С – 1,61 мкм²/с. Температура вспышки -10, застывания 0°С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200°С составляют 49,5%, керосиновых – 74%.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-III, относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

Горизонт Ю-IV-2-1 представлен одной пробой из интервала 1772-1777 м. По результатам замеров плотность нефти составляет 0,744 г/см³. Групповой углеводородный состав по горизонту: серы - 0,01%, смол силикагелевых – 0,09, %, парафина – 0,44%, механические примеси – 0,004%. Кинематическая вязкость при 200 °С составляет 1,22 мкм²/с, при 50°С – 0,98 мкм²/с. Температура вспышки меньше -600С, застывания -10 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С составляют 85%. Конец кипения 288 °С.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-IV-2-1 относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу беспарафинистых.

Горизонт Ю-IV-2-2 представлен четырьмя пробам из интервалов 1832-1849 и 1888-1894 м. Содержание парафина две пробы компании ТОО «Мунайгазгеолсервис» занижены, в %: 1,8 и 2,4 против 18,26 и 30,11 ТОО «КазНИГРИ». Но остальные физико-

химические свойства: плотности, кинематическая вязкость, групповой углеводородный состав, фракционный состав по Энглеру идентичны. По результатам замеров плотность нефти изменяется от 0,775 до 0,78 г/см³ и в среднем составляет 0,778 г/см³. Групповой углеводородный состав в среднем по горизонту: серы - 0,14%, смол силикагелевых – 1,11%, парафина – 13,14%, механические примеси – 0,04. Кинематическая вязкость при 200 °С в среднем составляет 2,72 мкм²/с, при 50 °С – 1,67 мкм²/с. Температура вспышки - 9 °С, застывания +6 °С. Содержания бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем, составляют 39,25%, керосиновых – 67,25%.

Нефть, отобранная из горизонта Ю-IV-2-2, относится к классу малосернистых, под классу малосмолистых, типу парафинистых.

1.2.4. Физико-гидродинамические характеристики

Гидродинамические исследования скважины на стационарном (МУО) и нестационарном (регистрация КВД) режимах фильтрации входят в обязательный комплекс промысловых исследований.

С целью оценки определения ФЕС пластов-коллекторов месторождения за анализируемый период было проведено 7 гидродинамических исследований. Исследования скважины методом МУО проводилось с изменением условий режимов, в зависимости от продуктивной возможности скважины. Изменение режима работы добывались путем смены штуцеров различных диаметров, диапазон которых менялся от 3 до 11 мм.

Регистрация забойных давлений при исследованиях МУО и КВД производилась глубинным электронным манометром «ПиК 38». Замеры дебита нефти производились в 50, 73 и 75 м³ замерной накопительной емкости диаметром 3,2 м с делениями путем замера уровня нефти в отрезках определенного времени, замеры дебита газа – самописцем «Бартон», на конце отвода трехфазного сепаратора «АРГО».

По результатам исследований на стационарных режимах строилась индикаторная кривая зависимости Q_n от ΔP . Продолжительность работы скважины на режиме в среднем до 5-ти суток. Количество смен режимов при исследовании скважины МУО, в основном, проходило не менее чем на трех режимах прямым и обратным ходом.

Обработка результатов КВД проводилась в координатах $\Delta P(t)$ от $\lg(t/(T+t))$ – методом Хорнера. По результатам исследований МУО и КВД получены параметры, характеризующие фильтрационные свойства пластов-коллекторов: проницаемость, гидропроводность, а также скин-фактор. В скважине проведены режимные исследования, при которых по стабильному режиму определялся коэффициент продуктивности. Коэффициенты продуктивности изменяются, как по разрезу, так и по площади залежи. Состояние призабойной зоны скважины оценивается значением скин-фактора, который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны величина скин-фактора положительна, а при очищении – отрицательна.

По продуктивному горизонту PZ диапазон изменения коэффициента продуктивности составил от 1,14 до 1,31 м³/сут/МПа. Проницаемость варьирует в пределах от 1,43 до 2,91 мД; гидропроводность – от 13,6 до 15,0 мД.м/МПа.с; скин-фактор в скважине отрицательный (-2,68 и -3,96), что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта, вследствие влияния различных факторов.

Месторождение Бестобе. Результаты гидродинамических исследований

В дополнении к проекту пробной эксплуатации (15) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов пробной эксплуатации.

По материалам очередного оперативного подсчета запасов нефти и газа (16), на месторождении Бестобе установлены девять нефтяных горизонтов и один – газонефтяной. Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7 и М-0-8 приурочены к нижнемеловым отложениям и горизонт PZ – к палеозойскому комплексу.

Все продуктивные горизонты, кроме Pz имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной C₁, так и предварительно оцененной категории запасов C₂. В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории C₁ составляет 35 %. На основные объекты пробной эксплуатации (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) приходится 74,6 % запасов всего месторождения по промышленной категории C₁. На продуктивные горизонты М-0-3 и М-0-4 приходится по 7,0 % и на остальные – менее 3-4 %.

Как правило, в пробную эксплуатацию могут быть вовлечены продуктивные горизонты (или их участки), в которых сосредоточены запасы нефти промышленной категории C₁.

Горизонт М-0-1 перебивал в пробной эксплуатации, имеются ГДИ методами КВД и МУО, по результатам которых определены коэффициенты продуктивности и дебиты. По горизонтам М-0-3 и М-0-5 также проведены ГДИ методом регистрации КВД, на основании которых определены коэффициенты продуктивности.

Горизонт М-0-6-2 самостоятельно не опробован и отдельно гидродинамические исследования по нему не проводились. Горизонт М-0-6 ранее характеризовался большим количеством сосредоточенных в нем запасов нефти, но не был исследован. В проекте пробной эксплуатации рекомендовалось провести исследования по горизонту М-0-6 с целью определения продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и после получения результатов исследования был рекомендован к выделению в качестве самостоятельного объекта пробной эксплуатации.

На дату составления настоящего дополнения №2 к проектному документу новых данных по горизонту не получено, ввиду чего рекомендации по самостоятельному гидродинамическому исследованию скважин рассматриваемого горизонта остаются актуальными.

Учитывая вышеизложенное, на период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе рекомендуется выделить три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-1;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации дополнительно выделен возвратный горизонт М-0-4 для изучения приемистости коллекторов и проведения пробной закачки воды.

1.2.5. Запасы нефти и газа

Впервые на месторождении Бестобе Оперативный подсчёт запасов нефти был произведён по результатам бурения и опробования скважины КМ-4. Отчет был составлен и утверждён протоколом ГКЗ РК от 04.12.2018 г. (Протокол № 1995-18-П от 04.12.2018 г.).

В 2020 году компанией ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе по состоянию изученности на 02.01.2020 г.» на основе 7-ми пробуренных скважин (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4_1) (Протокол №2182-20-П от 29 мая 2020 года).

В 2021 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен и утвержден протоколом ГКЗ РК Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе, по состоянию изученности на 05.02.2021 г. (Протокол № 2335-21-П от 22 июля 2021 года).

По состоянию на 05.02.2021 г. подсчитанные геологические и извлекаемые запасы УВ составили:

Категория	Нефть, тыс. т.		Растворенный газ, млн.м ³		Свободный газ, млн.м ³
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические
C ₁	4131	1 755,8	47,5	20,3	
C ₂	7625	3 233,2	96,8	40,6	14,0

Соотношение запасов нефти промышленной категорий C₁ к запасам с категорией C₂ составляет 35% и 65%.

Всего по месторождению Бестобе геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям C₁+C₂, составляют: геологические 11756 тыс. т; извлекаемые 4989 тыс.т; растворенного газа, геологические – 144.3 млн.м³; извлекаемые – 60.9 млн.м³; геологические запасы свободного газа – 14.0 млн.м³.

Коэффициент извлечения нефти для нижнеокомских меловых залежей был принят на уровне 0.425 д.ед. а для палеозоя – 0.36 д.ед, по аналогии с соседними месторождениями.

Таблица 1.2.5.1 Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе

Залежь	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти г/см ³	Геологические запасы нефти тыс. т.	Коэффициент извлечения д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс. т	Газосодержание м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа млн. м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа млн. м ³
						Открытой пористости д. ед.	Нефтенасыщенности д. ед.	Пересчетный д. ед.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-1															
Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4-1	ЧНЗ	C1	2403	4,6	11141	0,28	0,62	0,905	0,771	1350	0,425	573,8	8,1	10,9	4,6
		C2	4049	6,0	24154	0,28	0,62	0,905	0,771	2926	0,425	1243,6	8,1	23,7	10,1
	ВНЗ	C2	1778	3,6	6458	0,28	0,62	0,905	0,771	782	0,425	332,4	8,1	6,3	2,7
Итого по горизонту		C1	2403		11141					1350		573,8		10,9	4,6
		C2	5827		30612					3708		1576,0		30,0	12,8
Горизонт М-0-2															
КМ-4-1	ВНЗ	C2	866	1,0	860	0,26	0,60	0,905	0,756	92	0,425	39,1	8,1	0,7	0,3
Итого по залежи		C2	866		860					92		39,1		0,7	0,3
Б-7, Б-9	ВНЗ	C1	562	3,1	1725	0,24	0,63	0,905	0,756	178	0,425	75,7	8,1	1,4	0,6
		C2	686	3,3	2257	0,24	0,63	0,905	0,756	233	0,425	99,0	8,1	1,9	0,8

Итого по залежи		C1	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C2	686		2257					233		99,0		1,9	0,8
Итого по горизонту		C1	562		1725					178		75,7		1,4	0,6
		C2	1552		3117					325		138,1		2,6	1,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Горизонт М-0-3															
КМ-4-1	ВНЗ	C1	428	3,6	1538	0,32	0,66	0,905	0,774	228	0,425	96,9	8,1	1,8	0,8
		C2	322	1,6	511	0,32	0,66	0,905	0,774	76	0,425	32,3	8,1	0,6	0,3
Итого по залежи		C1	428		1538					228		96,9		1,8	0,8
		C2	322		511					76		32,3		0,6	0,3
КМ-4	ВНЗ	C1	396	1,5	591	0,24	0,51	0,905	0,774	51	0,425	21,7	8,1	0,4	0,2
Итого по залежи		C1	396		591					51		21,7		0,4	0,2
Итого по горизонту		C1	824		2129					279		118,6		2,2	1,0
		C2	322		511					76		32,3		0,6	0,3
Горизонт М-0-4															
Б-1, Б-7	ВНЗ	C1	1025	2,1	2115	0,31	0,62	0,905	0,764	281	0,425	119,4	8,1	2,3	1,0
		C2	629	1,5	968	0,31	0,62	0,905	0,764	129	0,425	54,8	8,1	1,0	0,4
Итого по горизонту		C1	1025		2115					281		119,4		2,3	1,0
		C2	629		968					129		54,8		1,0	0,4
Горизонт М-0-5															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C2	1272	5,3	6696	0,30	0,53	0,905	0,76	736	0,425	312,8	8,1	6,0	2,5
Итого по залежи		C2	1272		6696					736		312,8		6,0	2,5
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C1	1154	8,1	9358	0,30	0,59	0,905	0,76	1145	0,425	486,6	8,1	9,3	3,9
		C2	744	7,1	5273	0,30	0,59	0,905	0,76	645	0,425	274,1	8,1	5,2	2,2
Итого по залежи		C1	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C2	744		5273					645		274,1		5,2	2,2
Б-10	ВНЗ	C2	1692	4,7	7886	0,29	0,52	0,905	0,76	822	0,425	349,4	8,1	6,7	2,8
Итого по залежи		C2	1692		7886					822		349,4		6,7	2,8

Итого по горизонту		C1	1154		9358					1145		486,6		9,3	3,9
		C2	3708		19855					2203		936,3		17,9	7,5
Горизонт М-0-6-1															
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C1	196	3,1	598	0,26	0,55	0,905	0,764	59	0,425	25,1	8,1	0,5	0,2
		C2	351	1,2	423	0,26	0,55	0,905	0,764	42	0,425	17,9	8,1	0,3	0,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по горизонту		C1	196		598					59		25,1		0,5	0,2
		C2	351		423					42		17,9		0,3	0,1
Горизонт М-0-6-2															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C2	467	2,4	1134	0,29	0,49	0,905	0,764	111	0,425	47,2	8,1	0,9	0,4
Итого по залежи		C2	467		1134					111		47,2		0,9	0,4
Б-1, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C1	969	6,2	5960	0,29	0,49	0,905	0,764	586	0,425	249,1	8,1	4,7	2,0
		C2	384	4,0	1548	0,29	0,49	0,905	0,764	152	0,425	64,6	8,1	1,2	0,5
Итого по залежи		C1	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C2	384		1548					152		64,6		1,2	0,5
Б-10	ВНЗ	C2	959	2,8	2648	0,29	0,48	0,905	0,764	255	0,425	108,4	8,1	2,1	0,9
Итого по залежи		C2	959		2648					255		108,4		2,1	0,9
Итого по горизонту		C1	969		5960					586		249,1		4,7	2,0
		C2	1810		5330					518		220,2		4,2	1,8
Горизонт М-0-7															
Б-10	ВНЗ	C1	197	3,1	601	0,26	0,56	0,807	0,788	56	0,425	23,8	64,5	3,6	1,5
		C2	1502	1,9	2785	0,26	0,56	0,807	0,788	258	0,425	109,7	64,5	16,6	7,1
Итого по залежи		C1	197		601					56		23,8		3,6	1,5
		C2	1502		2785					258		109,7		16,6	7,1
КМ-4	ВНЗ	C1	471	1,7	819	0,22	0,63	0,807	0,788	72	0,425	30,6	64,5	4,6	2,0
		C2	279	0,8	225	0,22	0,63	0,807	0,788	20	0,425	8,5	64,5	1,3	0,5

Итого по залежи	C1	471		819					72		30,6		4,6	2,0	
	C2	279		225					20		8,5		1,3	0,5	
Итого по горизонту	C1	668		1420					128		54,4		8,2	3,5	
	C2	1781		3010					278		118,2		17,9	7,6	
Горизонт М-0-8															
Б-9, КМ-4-1	ВНЗ	C1	155	0,9	138	0,26	0,55	0,807	0,838	13	0,425	5,5	64,5	0,8	0,4
		C2	562	1,5	829	0,26	0,55	0,807	0,838	80	0,425	34,0	64,5	5,2	2,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого по залежи	C1	155		138						13		5,5		0,8	0,4
	C2	562		829						80		34,0		5,2	2,2
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C1	715	1,8	1273	0,24	0,54	0,807	0,838	112	0,425	47,6	64,5	7,2	3,1
		C2	1200	1,4	1704	0,24	0,54	0,807	0,838	149	0,425	63,3	64,5	9,6	4,1
Итого по залежи	C1	715		1273						112		47,6		7,2	3,1
	C2	1200		1704						149		63,3		9,6	4,1
Итого по горизонту	C1	870		1411						125		53,1		8,0	3,5
	C2	1762		2533						229		97,3		14,8	6,3
Горизонт PZ															
КМ-4	ВНЗ	C2	884	1,9	1711	0,13	0,83	0,807	0,788	117	0,360	42,1	64,5	7,5	2,7
Итого по горизонту		C2	884		1711					117		42,1		7,5	2,7
Всего по месторождению		C1	8 671		35 857					4 131		1 755,8		47,5	20,3
		C2	18 626		68 070					7 625		3 233,2		96,8	40,6

Таблица 1.2.5.2. Сводная таблица подсчета запасов газа газовой шапки месторождения Бестобе

Залежь в районе скв.	зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	Эффективный объем пород-коллекторов, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Запасы пластового газа, млн.м ³	Коэфф.перевода запасов на сухой газ	Запасы сухого газа, млн.м ³	Коэффициент извлечения газа, д.ед	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³
								Начальное	Конечное	Начальная	Конечная							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт М-0-7																		
р-н скв.Б-10	ГВЗ	С ₂	996	1,28	1276	0,26	0,51	7,24	0,1	1,27	1	0,93	9,87	14	0,98	14	0,731	10
Итого по месторождению		С₂	996	1,28	1276									14		14		10

1.3. Гидрогеологические (и геокриологические) условия

Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождений.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленых вод и бортах Арыскупского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ. Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать для закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сенноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и туронсенонских водоносных комплексов.

РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1. Климатическая характеристика

Климат района планируемых работ резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евразийского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном и годовом ходе. Влияние Аральского моря на климат заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышении температуры воздуха в зимние месяцы и в понижении ее в летние.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -470С. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -90С до -120С. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -400С, -450С.

Период со среднесуточной температурой воздуха выше 00С длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, °С	- 9,2
Многолетняя роза ветров, %	16
С	31
СВ	14
В	16
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которого составляет 5%, м/с	9

2.1.1. Современное состояние воздушного бассейна

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологического кодекса» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии

от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2018) в 4 квартале 2018 года при проведении экспедиционных обследований по Кызылординской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

2.2. Характеристика почв

Почвенно-растительный покров Кызылординской области, в основном, относится к зоне пустынь. Из общей площади удобных земель в пойме р.Сырдарья находится 10 %, в зоне полупустынь – 25 %, в зоне пустынь – 65 %.

В связи с тем, что климат данной территории резко континентальный - отличается большой сухостью, значительными колебаниями как среднесуточных температур, так и температур по сезонам года на территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. Активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности, Контрактная территория относится к области Туркестанской пустынной равнины, сложенной мел-палеогеновыми отложениями, перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески. Территория участка проектируемых работ располагается в пределах зоны пустынь. Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории зональных серо-бурых пустынных почв. Зональные серо- бурые пустынные почвы широко распространены практически по всей территории.

Среди зональных серо-бурых почв выделяются следующие роды: нормальные, солонцеватые, эродированные и малоразвитые почвы. Нормальные формируются в автономных условиях и характеризуются отсутствием в пределах гумусового горизонта признаков осолодения, солонцеватости и засоления. Мощность почвенного профиля не превышает 15 см, с содержанием гумуса в верхнем горизонте 0,3-08%.

Солонцеватые почвы отличаются уплотнением гумусового горизонта (В), содержащего обменный натрий в количестве более 5% (до 15-20%) от суммы поглощенных оснований.

К эродированным относятся почвы, в той или иной степени подвергнутые смыву или дефляции и характеризующиеся укороченным по сравнению с нормальными почвами профилем.

Малоразвитые почвы образуются на грубоскелетных продуктах выветривания плотных пород (песчаников, скоплений гипса). Мощность мелкоземистого слоя почв не превышает 40 см, на поверхности и в профиле почв часто встречаются щебень, гравий и галечник. Среди интразональных почв, к которым относятся солонцы, солончаки и такыры выделяются роды солонцеватых почв.

На территории исследуемого района выделены: глинистые, тяжелосуглинистые, среднесуглинистые, легкосуглинистые и супесчаные почвы.

На рассматриваемой территории зональные и интразональные почвы встречаются однородными массивами крайне редко. Обычно они чередуются между собой в различных соотношениях, которые количественно выражаются в процентах. В зависимости от характера чередующихся почв, совокупность компонентов носит название комплексов или сочетаний. Образование почвенных комплексов обуславливается, прежде всего, особенностями микрорельефа (6).

В районе обследования нами выделены были в основном двухчленные комплексы. Образование почвенных сочетаний обусловлено не микрорельефом и не одним каким-либо признаком, а целым рядом признаков: макро- и мезорельефом, резким колебанием глубины залегания грунтовых вод, неоднородностью механического и минералогического состава почвообразующих и подстилающих пород, различиями в экспозиции и крутизне склонов, выходами плотных пород. Все перечисленные признаки ярко выражены в пределах территории месторождения, почему на почвенной карте преобладают в основном сочетания зональных и интразональных почв.

Почвы контрактной территории представлены широким спектром видов и качественно существенно различаются между собой. Однако существует общая характерная особенность для всех видов, выделенных почвенных разностей: повышенная карбонатность почвенного профиля, общий показатель щелочной реакции, отсутствие макроструктуры, малое содержание гумуса.

2.3. Характеристика растительных сообществ

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противоэрозионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Рассматриваемая территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения. В район исследования входят плоские водораздельные поверхности и наклонные делювиально-пролювиальные равнины, разделенные

приводораздельными склонами и характеризующиеся определенными закономерностями распределения растительности.

Для растительного покрова водораздельных поверхностей и делювиально-пролювиальных равнин основной картируемой единицей следует считать комплекс растительных сообществ. В номере легенды на первое место ставится сообщество, преобладающее по площади.

Существенной чертой растительного покрова приводораздельных склонов является серийность растительности. Для отражения характера распределения растительности солончаковых впадин использовалась картируемая единица - экологический ряд сообществ [27, 28, 40].

При картировании растительности генетически разнородных территорий использовалась единица сочетание сообществ.

Ретроспективный анализ растительного покрова территории показал, что на участке сохранился коренной тип растительности; структура сообществ не изменилась, за исключением растительности водораздельных поверхностей, где отмечается значительное итсигековое засорение.

Водораздельные равнины занимают более половины площади обследуемой территории и распространены на востоке, юге и центральной части района исследования. Растительность водораздельных равнин представлена видами видов родов полыней (*Artemisia*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*), солянок (*Salsola*).

По небольшим понижениям в описываемом регионе на серо-бурых почвах встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной, ковыля (*Stipa sareptana*). Повсеместно в выше названных сообществах отмечается итсигековое (*Anabasis aphylla*) засорение.

Платообразные водораздельные равнины на западе исследуемого района обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальную равнину с интенсивным эрозионным расчленением. Растительность последней представлена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Nanophyton erinaceum*), кермеково-кокпековыми (*Atriplex cana*, *Limonium suffruticosum*) сообществами на солонцах пустынных солончаковых, местами смытых.

Приводораздельные склоны и чинки в районе исследования распространены главным образом с северо-востока на юго-запад, сложены глинами, суглинками, алевролитами, песчаником, представлены серийной растительностью.

Кромка и верхняя часть склонов образованы различными вариантами кустарниково-полукустарниково-полукустарничковых сообществ с проективным покрытием 30-50% на серо-бурых щебнистых, местами эродированных почвах. Из полукустарничков следует отметить полыни, ежовники, кейреук, значительно реже - терескен, эфедру. Кустарники и полукустарники представлены главным образом боялычом, караганой, курчавкой, саксаулом. Из злаков следует отметить ковыль (*Stipa sareptana*), осоку (*Carex pachystylis*).

Средние и нижние части склонов имеют крайне разреженный растительный покров, представленный разреженными биюргуновыми, тасбиюргуновыми, кокпековыми, лишайниково-саксаульчиковыми, биюргуново-сарсазановыми группировками на солонцах солончаковых смытых и солончаках. Значительно участие выходов палеогеновых глин и песчаников. По логам растительный покров более разнообразен и представлен разнотравно-злаково-полынными сообществами.

2.4. Характеристика животного мира

Видовой состав фаунистического комплекса исследуемой территории во многом определяется влиянием юго-западной части Бетпақдалинской зоны северных пустынь. На характере фауны же южной части региона отражается влияние песчаного массива Арыскумов, а также определённое воздействие поймы р. Сырдарьи.

Рассматриваемая территория носит следы очень сильного антропогенного воздействия (участок покрыт сетью грунтовых дорог и т.д.) но, несмотря на это, здесь обитают некоторые виды наземных позвоночных. Это 1 вид земноводных, 11 видов пресмыкающихся, около 30 видов млекопитающих. В период сезонных миграций на пролёте встречается не менее 60 видов пернатых.

На участке работ степные виды практически не представлены. В целом фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер. Фоновыми млекопитающими являются представители отряда грызунов, принадлежащие к семействам ложнотушканчиковых, тушканчиковых и песчанковых.

Фаунистический комплекс участка состоит из следующих видов: насекомоядные представлены ушастым ежом; из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан и пустынный кожан; со стороны поймы р. Сырдарьи проникает шакал, встречаются волк, корсак и лисица. Из куньих обитает ласка, степной хорёк, барсук. Парнокопытные представлены кабаном. Через лицензионный участок проходят пути миграции сайги из Бетпақдалинско-Арысской группировки. Из грызунов распространён жёлтый суслик, малый суслик. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиком. Наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки распространены по всей территории и являются носителями чумы. Домовая и лесная мыши, представители семейства мышинных также являются носителями ряда опасных инфекций: туляремии, чумы и т.д. Из зайцеобразных встречается толай.

Доминирующими видами пернатых, обитающих на исследуемой территории, являются малые жаворонки, каменки, часто встречаются пустынная славка, саджа, несколько видов зуйков, овсянка [23]. Вдоль поймы р. Сырдарьи проходит сезонная миграция представителей околводных пернатых. Мигрирующие птицы могут залетать на исследуемую территорию. Из преобладающих видов пернатых в период сезонных миграций могут встречаться более 10 видов уток, в том числе кряква; чирок-свистун; речные утки; кроме того, лысуха, кулики, чайки. Из хищных пернатых семейства ястребиных на кочёвках встречается до 15 видов. Наиболее распространены чёрный коршун, степной лунь, перепелятник, степной орёл. Из 6 видов соколиных наиболее распространены степная и обыкновенная пустельга. Среди птиц-ксерофилов встречаются малый и хохлатый жаворонок, туркестанский жулан, серый сорокопут, сорока.

Пресмыкающиеся обитают в подавляющем большинстве на пустынных участках, остепнённые участки населяются с меньшей плотностью [16]. Встречается среднеазиатская черепаха, сцинковый геккон, серый и туркестанский гекконы, степная агама. Круглоголовка вертихвостка в среднем на пустынных участках встречается с плотностью 1 экземпляра на 1 га, пёстрая круглоголовка – 1,5 экземпляра на 1 га, пискливый геккон – 1-2 особей на 1 га.

Семейство ящерицы представлено двумя видами ящурок. Из семейства удавы

встречаются песчаный и восточный удавчики, а также несколько видов полозов из семейства ужей; из ядовитых змей - степная гадюка и щитомордник.

Из земноводных встречается зелёная жаба.

Редкие и исчезающие виды

Редкие и исчезающие виды, занесённые в Красную книгу, нахождение которых вероятно на обследуемой территории, являются представителями хищных (рябковые) [23, 47, 51]. Встречи с ними вероятны в миграционный период и некоторые из них, возможно, гнездятся в районе временных водоёмов или самоизливающихся артезианских скважин.

2.5. Радиационная обстановка

Радиационная обстановка в каждой географической точке складывается под влиянием естественного радиационного фона и излучения от техногенных объектов. Природный радиационный фон складывается под влиянием следующих факторов: космического излучения, излучения космогенных радионуклидов, образующихся в атмосфере Земли под воздействием высокоэнергетического космического излучения и излучения природных радионуклидов, содержащихся в биосфере.

Согласно закону РК от 23.04.1998 г. №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.) при оценке воздействия проектируемых объектов на окружающую среду проводится оценка радиационной обстановки.

Первоочередной задачей радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, которая может привести к радиоактивному загрязнению.

Критерии оценки радиационной ситуации. Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов – предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Радиационная безопасность, «Санитарно эпидемиологическое требования к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155. «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам» Приказ и. о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года №260.

Снижение облучения населения достигается установлением системы ограничений на облучение населения от отдельных природных источников излучения.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

- Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗ в год.

- Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:
- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана - 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда - 40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория-232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Радиационная обстановка Кызылординской области. Опасными источниками радиации являются природные аномальные радиоактивные объекты. На территории Казахстана к таким объектам относятся 6 ураново-рудных провинций. Одна из них – Сырдарьинская находится на территории Кызылординской области.

Данная провинция характеризуется также повышенным содержанием радионуклидов в подземных водах. В Программе по комплексному решению проблем Приаралья на 2007-2009 (Постановление Правительства Республики Казахстан от 26 сентября 2006 года № 915) отмечается, что в 2002-2005 годах в Приаралье ликвидирована 121 самоизливающаяся скважина с повышенным содержанием радионуклидов. Добычей урана на территории Кызылординской области занимается Рудоуправление №6, являющееся филиалом ТОО «Горнорудная компания», входящей в состав АО «НАК» «Казатомпром». Разведку урановых месторождений в Шиелийском районе начали проводить ещё в начале шестидесятых годов прошлого века. Первую опытную установку по извлечению уранопродуктивных растворов построили на месторождении Карамурын в 1978 году.

В настоящее время в промышленной разработке находятся месторождения: Северный и Южный Карамурун, Ирколь, Харасан-1, Харасан-2.

Все месторождения относятся к типу "песчаниковых". Рудные тела (залежи) залегают в обводненных рыхлых песках на глубинах от 100 м. Протяженность рудных тел достигает нескольких километров, ширина - нескольких сот метров, мощность до 20 и более метров. Как правило, на месторождении насчитывается более десяти рудных тел. Содержания урана в рудных песках колеблется от 0,03% до 0,09% и считаются относительно низкими.

Добыча урана на всех месторождениях ведется подземным скважинным выщелачиванием (ПСВ), позволяющим извлекать относительно дешевый уран из бедных руд месторождений песчаникового типа. При этом ландшафту и недрам наносится минимальный экологический ущерб. В закачные скважины подается однопроцентный раствор серной кислоты, который растворяет полезные компоненты. Полученный таким образом промышленный раствор (ПР) через откачные скважины подается на поверхность.

Содержание урана в ПР обычно превышает 60 миллиграммов на литр. Конечным продуктом на рудниках является химический концентрат ("желтый кек") с содержанием урана 35-45%, который отправляется на гидрометаллургические заводы Казахстана и Киргизии. На них из кека получают закись-окись с содержанием урана около 86%. Закись-окись является конечным продуктом передела природного урана в Казахстане.

На рудниках работает служба радиационного контроля, которая проводит наблюдения за радиационным фоном не только в районе самих предприятий, но и в округе, то есть, в близлежащих населенных пунктах. Кроме того, все работники предприятия разделены на две

группы – «группу А» и «группу Б». Ежедневная деятельность работников «группы А» непосредственно связана с ураном. И потому у каждого работника имеется индивидуальный дозиметр, которым он может воспользоваться в любой момент.

Наблюдения за уровнем гамма излучения на местности осуществлялись ежедневно на 3-х метеорологической станции (Кызылорда, Аральск, Шиели) и на 3-х автоматических постах за загрязнением атмосферного воздуха в г. Кызылорда (ПНЗ№3), п. Акай (ПНЗ№1) и п.Торетам (ПНЗ№1). Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,06-0,24 мкЗв/ч.

В среднем по области радиационный гамма- фон составил 0,12мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

В 2015-2016 гг. по данным тех же станций средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,05- 0,22 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,13 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах. Радиационный гамма-фон (мощность экспозиционной дозы) по городу Кызылорда и Кызылординской области находился в допустимых пределах (0,06-0,19 мкЗв/ч), что не представляет практической опасности для населения области. Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории Кызылординской области колебалась в пределах 0,6-3,7 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,2 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

В 2017 г. по области Проведена проверка 8 радиационно-опасных объектов, наложено 8 штрафов (сайт Комитета по защите прав потребителей Республики Казахстан). Радиационный гамма-фон (мощность экспозиционной дозы) по городу Кызылорда и Кызылординской области находился в допустимых пределах (0,06-0,19 мкЗв/ч), что не представляет практической опасности для населения области.

РАЗДЕЛ 3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

3.1. Социально-экономические условия региона

Раздел, освещающий современную социально-экономическую ситуацию, сформирован на анализе данных Комитета по статистике Министерства национальной экономики РК, Департамента статистики Кызылординской области.

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге – с республикой Узбекистан.

Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелыйский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов.

Население и демографическая ситуация. Численность населения области на 1 марта 2018 года составила 785,1 тыс. человек, в том числе городского – 347,2 тыс. (44,2%), сельского – 437,9 тыс. (55,8%). По сравнению с 1 марта 2017 года показатель больше на 11,4 тыс. человек - 1,5%.

В результате обработки сведений, содержащихся в записях актов гражданского состояния, число родившихся за январь-февраль 2018 года составило 3141 человек - на 4,8% больше, чем за соответствующий период 2017 года. Общий коэффициент рождаемости на 1000 человек составил 24,62 родившихся.

Естественный прирост населения области за данный период по сравнению с январем-февралем 2017 года увеличился на 192 (8,6%) и составил 2418 человек. Естественный прирост на 1000 населения составил 18,95 человек.

Число умерших составило 723 человек, что на 6,1% меньше, чем в январе-феврале 2017 года. Общий коэффициент смертности составил 5,67 умерших на 1000 человек. За январь-февраль 2018 года в области зарегистрировано 29 умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с соответствующим периодом предыдущего года число умерших детей в возрасте до 1 года увеличилось на 11,5%. Коэффициент младенческой смертности составил 9,23 случаев на 1000 родившихся.

В результате миграционного обмена по предварительным данным за январь-февраль 2018 года из Кызылординской области выбыло 6357 человек, прибыло в область 5953 человек. По сравнению с январем-февралем 2017 года число прибывших в область уменьшилось на 16,5%, число выбывших из области - на 27,2%.

Из стран дальнего и ближнего зарубежья прибыло 9 человек (в январе-феврале 2017 года – 4), из других областей республики – 1357 человек против 1843 в аналогичном периоде прошлого года. Отток из области в наибольшей степени обусловлен выбытием в другие области республики – 1759 человек, или 27,7% от общего объема (в январе-феврале 2017 года соответственно выбыло 3439 человек, или 39,4%). В страны дальнего и ближнего зарубежья выбыло 11 человек, а в январе-феврале 2017 года – 7. В результате внешней и внутренней

миграции в январе-феврале 2018 года сложилась убыль 404 против 1599 человек в январе-феврале 2017 года.

В области сменили место проживания 4587 жителей (в январе-феврале 2017 года - 5284).

Доходы и уровень жизни населения. Во II квартале 2018 года среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 53468 тенге, что на 16,0% выше, чем в соответствующем квартале 2017 года и снижение на 0,2% по реальным денежным доходам. Доход, использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2018 года составил 94470 тенге, что на 4,9% выше, чем в соответствующем периоде предыдущего года. За III квартал 2018 года среднедушевые денежные расходы населения составили 90539 тенге, что на 4,6% выше, чем со соответствующим периодом предыдущего года.

III квартале 2018 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 117584 тенге, на крупных и средних предприятиях 126085 тенге. С 1 января 2018 г. Минимальная заработная плата установлена в размере 22859 тенге. Величина прожиточного минимума в декабре 2018 года составила 19802 тенге.

Величина прожиточного минимума в среднем на душу населения, рассчитанная исходя из минимальных норм потребления основных продуктов питания, в декабре 2018 года по сравнению с предыдущим месяцем увеличилась на 2,4%, декабрем 2017 года на 10,0%. В ее структуре доля расходов на приобретение мяса и рыбы составила 20,5%, молочных, масложировых изделий и яиц – 17,2%, фруктов и овощей – 10,3%, хлебопродуктов и крупяных изделий – 9,0%, сахара, чая и специй – 3,0%.

Индекс потребительских цен в марте 2018 года по сравнению с декабрем 2017 года составил 102,3%.

Цены на продовольственные товары повысились на 2,6%, непродовольственные - на 1,7%, платные услуги для населения - на 2,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в марте 2018 года по сравнению с декабрем 2017 года снизились на 3%.

Объем инвестиций в основной капитал составил 36289 млн. тенге, что на 27,9% больше, чем в соответствующем периоде 2017 года.

Индекс физического объема по отрасли «Торговля» составил 102,5%.

Объем розничной торговли составил 62274,5 млн. тенге или 102,3% к январю-марту 2017 года (в сопоставимых ценах). Объем оптовой торговли составил 32676,3 млн. тенге или 103% к январю-марту 2017 года (в сопоставимых ценах).

Численность безработных по оценке в июне 2018 г. составила 434,4 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к рабочей силе.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец июня 2018 г. составила 149,5 тыс. человек или 1,7% к рабочей силе.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в мае 2018г. составили 84206 тенге, что на 5,1% выше, чем в мае 2017г., реальные денежные доходы за указанный период снизились на 1,1%.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника по оценке в июне 2018г. составила 163604 тенге.

Цены. Индекс потребительских цен в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2017 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2017 г. повысились на 25,2%.

Экономический потенциал. Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2018 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (32,3%), операции с недвижимым имуществом (19,7%), транспорт и складирование (15,1%). Количество зарегистрированных юридических лиц составило 9464 единиц по состоянию на 1 декабря 2018 г., в том числе 9123 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 6873, среди которых малые предприятия составляют 6532 единицы.

Промышленность. Согласно статистическим данным в области за январь-май месяцы 2018 года произведено промышленной продукции на сумму 370,5 млрд. тенге. При этом индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 95,6%.

Причиной уменьшения объема промышленного производства является снижение объемов добычи нефти в последние годы из-за обводнения залежей до 90-95% (снижение пластового давления) и истощения запасов в отдельных нефтяных месторождениях.

В частности, за указанный период было добыто 2 663,7 тыс тонн сырой нефти, ИФО составил 93,1% (добыча сырой нефти за 5 месяцев 2017 года составило 2 831,6тысяч тонн).

В отрасли горнодобывающей промышленности и разработке карьеров, доля которой в структуре промышленности за этот период составила 80% (в основном нефтяной сектор), произведено продукции на сумму 233,5 млрд. тенге. Индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 95,2%.

В частности на сумму 19,9 млрд. тг. оказаны технические услуги, ИФО составил 98,6%.

В данной отрасли подведомственными предприятиями АО «Казатомпром» было добыто металлических руд (уран) на сумму 14,3 млрд. тенге, при этом индекс физического объема составил 101,8%.

За отчетный период предприятиями обрабатывающей промышленности произведено продукции в действующих ценах на сумму 48,6 млрд. тенге. Индекс физического объема по сравнению с аналогичным периодом 2017 года составил 105,3%, увеличилось на 5,3%.

В частности, производство продуктов питания увеличилось на 15,1%, производство резиновых и пластмассовых изделий увеличилось на 41,9%, производство прочей не металлической минеральной продукции увеличилось на 19,5%.

Сельское хозяйство. Валовой выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2018 года составил 74243,5 млн. тенге, в том числе растениеводства –45869,3 млн. тенге, животноводства – 27820,8 млн. тенге.

Строительство. В январе-ноябре 2018г. объем строительных работ (услуг) составил 55809 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ за январь-ноябрь 2018 года выполнен на промышленных объектах (16924 млн. тенге), объектах транспорта и складирования (16100 млн. тенге), и объектах недвижимости (11084 млн. тенге). Объем строительно-монтажных работ по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 35,8% и составил 49588 млн. тенге. Объемы строительных работ по

капитальному и текущему ремонту по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшились на 43,4% и 19,1% соответственно.

Транспорт. В ноябре 2018 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года грузооборот уменьшился на 8,6%, за счет уменьшения грузопотока на автомобильном транспорте. Увеличение (8,9%) пассажирооборота в ноябре 2018 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года обусловлено ростом пассажиропотоков на автомобильном транспорте.

Связь. ИФО по услугам связи в ноябре 2018 года по сравнению с ноябрем 2017 года составил 95,1%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес его составил 44,8% от общего объема.

Малый и средний бизнес. В ноябре 2018 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается некоторое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 декабря 2017 г. составила 18,4%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (15,5%), на третьем - образование (11,7%).

В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 45,7% всех зарегистрированных юридических лиц.

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (52,1%) от общего количества, Казалинском (10,0%), Аральском (8,9%) районах. Значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (24,8%), Шиелийском (15,2%), Аральском и Сырдарьинском (по 13,0%) районах.

3.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Кызылординская область расположена в аридной зоне, природно-климатические условия которой дискомфортны и характеризуются высокими температурами воздуха в летний период, низкими – зимой, резкими суточными перепадами температур, интенсивной инсоляцией, частыми и сильными пыльными бурями. Антропогенное загрязнение территории связано с деятельностью предприятий и объектов топливно-энергетического комплекса, металлургической и химической отраслей промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства. Вместе с тем, Кызылординская область относится к регионам с низкой степенью санитарного благоустройства и характеризуется неудовлетворительным уровнем и состоянием водоснабжения и водоотведения, санитарной очистки населенных мест от твердых и жидких бытовых отходов

В Кызылординской области в части санитарной очистки территории остается большое число не решенных вопросов. Если в городах и районных центрах очистка территории от мусора и твердых бытовых отходов осуществляется по плано-регулярной системе, то в поселках и в сельских населенных пунктах, в основном, в период весеннего месячника санитарной очистки, объявляемого Постановлением областного Акимата.

Здравоохранение. Сеть здравоохранения области представлена 135 медицинскими организациями, из них 47 – больницы, 37 – общей врачебной практики, 24 – стоматологических клиник.

Заболеемость. Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний за январь-ноябрь 2016 года получили острые инфекции верхних

дыхательных путей – 2474,4 случаев на 100000 населения; острые кишечные инфекции – 165,3; туберкулез органов дыхания – 55,0; педикулез – 36,0; сифилис – 35,8.

Образование. По состоянию на 1 ноября 2016 г. функционирует 305 дневных общеобразовательных школы. Также в области на конец 2016 г. функционируют 648 дошкольных учреждений, в них воспитываются 43351 детей.

3.3. Памятники истории и культуры

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожа ишан, мавзолеев Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта.

Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э. – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров.

Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов. Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги.

Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовый» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

Правобережный район сырдарьинского региона использовался с учетом природно-климатических факторов, под пастбищное скотоводство. Памятников прошлого здесь гораздо меньше на левобережье Сырдарьи. По современному состоянию здесь на республиканскую категорию охраны не поставлено ни одного памятника.

РАЗДЕЛ 4. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Цель пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Для уточнения геолого-физической характеристики месторождения в рамках настоящего проектного документа планируется бурение четырех проектных опережающих (К-3, К-5, К-4 и К-8) и одной проектной оценочной (К-9) скважин. На каждой проектной скважине планируется проведение геофизических (как в открытом стволе, так и после спуска и цементирования колонны) и гидродинамических исследований (МУО и КВД), отбор глубинных и поверхностных проб флюидов (не менее 3-х проб из каждой скважины) и лабораторные исследования по определению их физико-химических свойств.

В оценочной скважине рекомендуется отобрать керн в интервалах продуктивных горизонтов и провести стандартные (определение пористости, проницаемости, гранулометрического состава, плотность зерен, литологическое описание и т.д.) и специальные (определение остаточной водонасыщенности, определение относительной фазовой проницаемости в системе: «нефть-вода», определение коэффициента вытеснения нефти водой, установление зависимости изменения капиллярного давления от водонасыщенности и т.д.) лабораторные исследования керна.

Более подробный рекомендуемый комплекс исследований на проектных скважинах приведен в главе 5 настоящего проектного документа.

Задачи пробной эксплуатации – бурение и ввод в пробную эксплуатацию четырех проектных опережающих добывающих скважин (К-3, К-4, К-5 и К-8) и ввод в пробную эксплуатацию ранее пробуренных скважин К-1, К-2, К-6 и КМ-7; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных биостратиграфических исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; бурение одной проектной оценочной скважины для доразведки месторождения.

Срок пробной эксплуатации – согласно Дополнения № 7 (государственный регистрационный № 4791-УВС МЭ РК от «20» января 2020 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период разведки месторождения Караколь по письменному обращению недропользователя в Компетентный орган, последним, на основании статьи 117 Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», был продлен до «31» декабря 2022 г. (письмо № 10-03/ЭК-191 от «13» декабря 2019 г., протокол № 23/МЭ РК от «19» ноября 2019 г.).

Однако по решению недропользователя пробную эксплуатацию месторождения запланировано продолжить **с «01» октября 2021 по «31» октября 2023 г.**

4.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, по материалам повторного оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Бестобе установлены 9 нефтяных и 1 – газонефтяной горизонт, девять из которых в пределах нижнемеловых и одна – палеозойских отложениях.

По материалам оперативного подсчета запасов, водонефтяные контакты по установленным залежам изменяются от «минус» 636,6 м (горизонт М-0-1) до «минус» 858,3 м (горизонт Pz). Поэтому максимальная глубина для проведения пробной эксплуатации составит 860 м.

На рисунке 3.1 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Бестобе для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составляет 22,2 км². В таблице 3.1 представлены координаты угловых точек Геологического отвода, а в таблице 3.2 – координаты границ для проведения пробной эксплуатации.

Таблица 3.1. Координаты утвержденных угловых точек границ Геологического отвода

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 00"	64° 20' 00"
2	45° 41' 25"	64° 18' 45"
3	46° 02' 36"	64° 17' 05"
4	46° 08' 54"	63° 45' 12"
5	46° 40' 00"	63° 30' 00"
6	47° 00' 00"	63° 00' 00"
7	47° 12' 00"	63° 01' 00"
8	47° 04' 30"	63° 30' 00"
9	47° 02' 50"	65° 35' 00"
10	47° 11' 00"	65° 35' 00"
11	47° 26' 30"	63° 41' 00"
12	47° 40' 00"	63° 40' 30"
13	47° 53' 00"	63° 40' 00"
14	47° 55' 01"	63° 41' 00"
15	48° 00' 00"	63° 40' 00"
16	48° 00' 00"	64° 30' 00"
17	46° 16' 09"	64° 30' 00"
18	46° 00' 00"	64° 52' 15"
19	46° 00' 00"	65° 00' 00"
20	45° 38' 00"	65° 00' 00"
21	45° 38' 00"	64° 30' 00"

Таблица 3.2. Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 41' 20"	64° 26' 43"
2	46° 42' 11"	64° 29' 13"
3	46° 44' 59"	64° 26' 19"
4	46° 43' 52"	64° 23' 52"

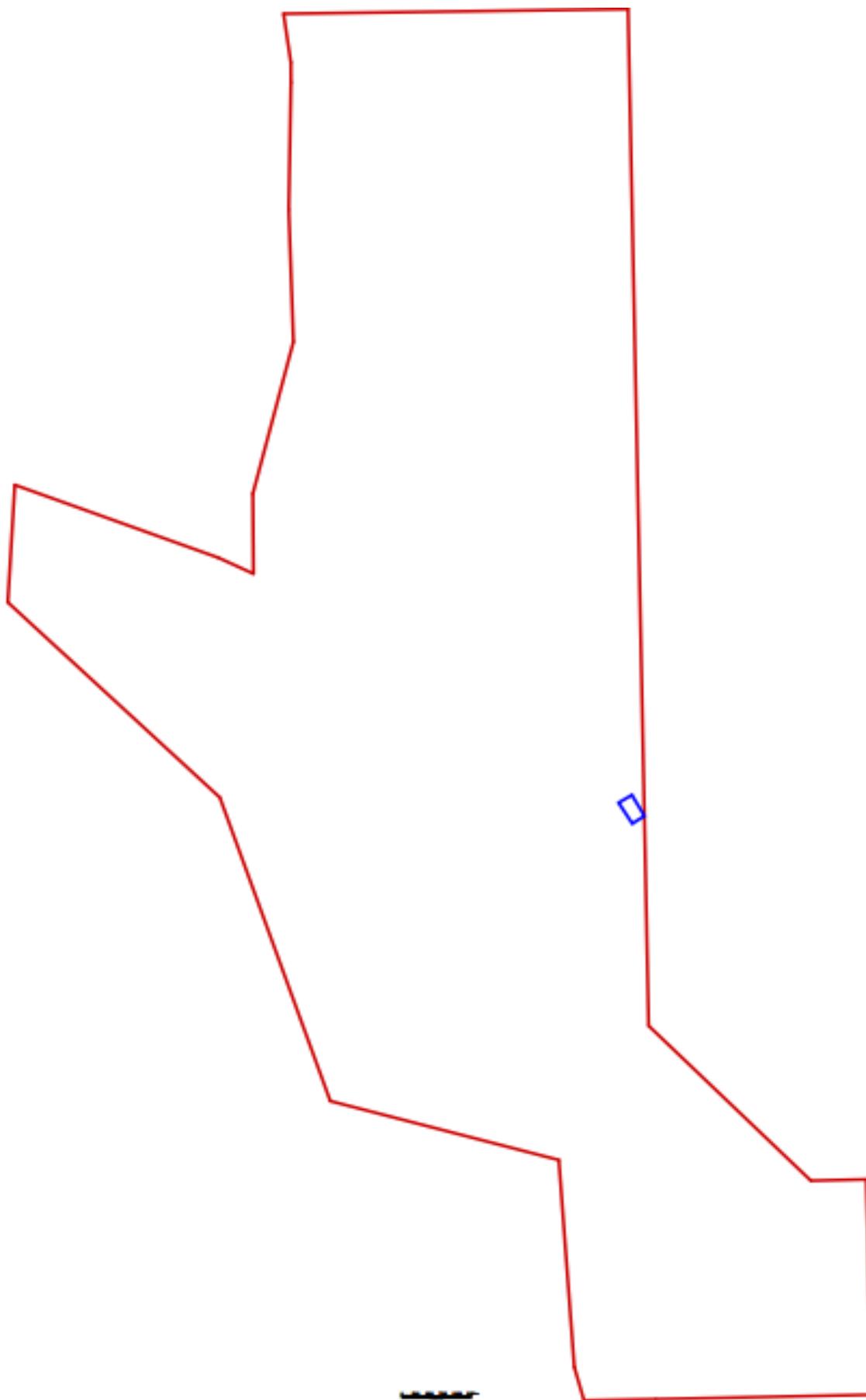


Рисунок 3.1. Границы геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

4.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

Испытание перспективных интервалов в процессе бурения поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин не проводилось.

После разработки и утверждения проектного документа (13) на проведение пробной эксплуатации на месторождении Бестобе были пробурены три проектные опережающие добывающие (Б-1, Б-5 и Б-7) и три оценочные (Б-9, Б-10 и КМ-4_1) скважины. Опробование в колонне в скважинах Б-1 и Б-7 проведено по три объекта, в скважине Б-5 – два объекта. В оценочных скважинах Б-9 и КМ-4_1 проведено опробование в колонне по три объекта, в скважине Б-10 – двух объектов.

После утверждения дополнения к проектному документу (15), бурение новых скважин не производилось, лишь дополнительно опробованы два интервала в существующих скважинах Б-1 и Б-7.

При получении фонтанирующих притоков проводились режимные исследования методом установившихся отборов (МУО) – последовательная замена штуцеров различного диаметра. При отсутствии фонтанного притока исследования проводились методом прослеживания уровней (МПУ) – компрессированием, свабированием и установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Вне зависимости от способа опробования, исследования производились методом не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Всего проведено 10 ГДИ методом регистрации КВД в скважинах КМ-4, Б-7, Б-10 и КМ-4_1, из которых дополнительно – три ГДИ в скважинах Б-7, Б-10 и КМ-4_1.

Всего ГДИ МУО проведено два исследования в скважинах КМ-4 и Б-10, из которых дополнительно – одно ГДИ в скважине Б-10.

Ниже приведены результаты опробования скважин.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны в семи скважинах были опробованы 23 объекта. Вторичное вскрытие перспективных интервалов для обеспечения их сообщения со скважиной проведено при помощи перфоратора типа ПК-114 ORION 102-04-RDX и DYNWELLNMXDP-3, плотность перфорации на погонный метр которой составляет 15-16 отверстий. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину 10-15 м выше верхних отверстий перфорации.

Опробование проводилось по схеме: «снизу-вверх», т.е. сначала исследовался нижезалегающий интервал, а после изоляции установкой цементного моста – самостоятельно исследовался вышезалегающий интервал и т.д.

В скважине КМ-4 было опробовано 10 объектов.

Первый интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервалов 1012-1021 м, 1026,5-1037,0 м и 1045-1056 м было проведено в период с «24» октября по «02» ноября 2017 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 488 отверстия (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1186,6 м.

Вызов притока осуществлен свабированием. В процессе освоения было проведено 115 рейсов свабирования, при котором извлечено 75,3 м³ воды.

Второй интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервала 993,2-1000,0 м было произведено в период с «03» ноября по «21» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 109 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1006 м.

Вызов притока осуществлен свабированием. В процессе опробования было сначала произведено 10 рейсов свабированием, при котором извлечено 4,25 м³ воды. «09» ноября 2017 г. призабойная зона скважины (ПЗС) была обработана соляной кислотой (СКО), после чего приток увеличился до 17,04 м³ (нефти 4,6 м³ и воды – 12,44 м³) за 42 рейса свабом. Далее, в период с «15» по «19» ноября 2017 гг. вызов притока в скважину осуществлялся при помощи струйного насоса, при котором объем притока составил 4,42 м³ (нефти 0,2 м³ и воды – 4,22 м³).

«17» ноября 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 605 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,6 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила $1,36 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / [\text{МПа} \cdot \text{с}]$; проницаемость – 29,1 мД; пьезопроводность – $2031 \text{ см}^2 / \text{с}$; коэффициент продуктивности – $1,14 \text{ м}^3 / [\text{сут} \cdot \text{МПа}]$. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 4,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 70 м.

Повторное исследование регистрацией КВД проведено с «19» по «20» ноября 2017 г. Манометр был спущен на глубину 932 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,8 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики, которые несколько отличаются по сравнению с предыдущим исследованием: гидропроводность составила $1,50 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / [\text{МПа} \cdot \text{с}]$; проницаемость – 14,3 мД; пьезопроводность – $1755 \text{ см}^2 / \text{с}$; коэффициент продуктивности – $1,31 \text{ м}^3 / [\text{сут} \cdot \text{МПа}]$. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 53 м.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 975,0-978,5 м было проведено в период с «23» по «28» ноября 2017 г. В интервале опробования всего было прострелено 56 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 984 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием. В процессе опробования было произведено 34 рейса сваби́рования, при котором извлечено $21,18 \text{ м}^3$ воды с «пленкой» нефти. В процессе компрессирования извлечено $8,67 \text{ м}^3$ воды с «пленкой» нефти.

Четвертый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «29» по «30» ноября 2017 г. В интервале опробования всего было прострелено 85 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было произведено 39 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено $15,81 \text{ м}^3$ технической воды без признаков нефти.

Пятый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «02» по «12» декабря 2017 г. Верхние три интервала были достреляны. В интервалах опробования всего было прострелено 130 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего $44,53 \text{ м}^3$ жидкости, из которых нефти – $11,76 \text{ м}^3$. Время отработки составило 36 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно $7,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$ и $21,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

В период с «06» по «08» декабря 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 926,3 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (926,3 м) составило 3,6 МПа, температура – 39,8 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила $0,86 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / [\text{МПа} \cdot \text{с}]$; проницаемость – 15,1 мД; пьезопроводность – $144 \text{ см}^2 / \text{с}$; коэффициент продуктивности – $0,58 \text{ м}^3 / [\text{сут} \cdot \text{МПа}]$. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 0,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Необходимо отметить, что пластовое давление, приведенное к верхним отверстиям перфорации, составило 3,6 МПа, что значительно ниже гидростатического. По всей вероятности, давление не характеризует естественное энергетическое состояние продуктивного пласта, поэтому в дальнейших расчетах пренебрегается.

Шестой интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 941,6-944,6 м (дострел) и 947,0-948,0 м было проведено в период с «14» декабря 2017 г. по «04» января 2018 г. В интервалах опробования всего было прострелено 48 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 948 м.

Освоение осуществлено сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 8,5 м³ воды и 6,34 м³ нефти. Время отработки составило 49,5 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 3,1 м³/сут и 4,1 м³/сут.

Седьмой интервал опробования (горизонт М-0-6). Опробование интервалов 895,0-905,0 м и 905,0-910,0 м было проведено в период с «05» по «12» января 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 240 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 921 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием. В процессе опробования извлечено всего 16,4 м³ технической воды с «пленкой» нефти за 42 рейса сваби́рования и 14,45 м³ технической воды с «пленкой» нефти – компрессированием.

Восьмой интервал опробования (горизонт М-0-5). Опробование интервалов 862,1-873,0 м и 862,1-865,0 м (перестрел) было проведено в период с «14» января по «01» марта 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 222 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 893 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 149,09 м³ пластовой воды и 7,08 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «21» по «26» января 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 862,1 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 9,2 МПа, температура – 39,9 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,13 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 11,2 мД; пьезопроводность – 49 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,78 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Девятый интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 822,0-827,4 м и 822,0-827,4 м (перестрел) было проведено в период с «03» марта по «05» апреля 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 183 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 852,5 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 72,55 м³ пластовой воды и 11,11 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «17» по «23» марта 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 821 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 7,6 МПа, температура – 37,3°С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,32 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 1,8 мД; пьезопроводность – 219 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,21 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Десятый интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервалов 764,0-767,0 м и 762,0-767,7 м (дострел) было проведено в период с «07» апреля по «25» мая 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 80 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 815 м.

При опробовании вышеуказанных интервалов был получен фонтанный приток нефти и газа. Из интервала 764,0-767,0 м был получен приток нефти объемом 106,91 м³ и газа 15293,3 м³ за 75 часов, а из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,08 м³ и газа 258173,05 м³ за 952,5 часа.

В период с «09» по «11» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 760 м. Пластовое давление на отметке

кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,7 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 26,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 85 мД; пьезопроводность – 25 см²/с; коэффициент продуктивности – 20,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 35,3 м.

В период с «17» по «26» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Перед проведением режимных исследований, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток, после чего закрыли для регистрации КВД. Манометр был спущен на глубину 762 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 14,4 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 46 мД; пьезопроводность – 20 см²/с; коэффициент продуктивности – 11,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 29,4 м.

Далее провели режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 7,4 МПа, при изменении забойных давлений от 6,6 МПа до 4,1 МПа, дебит скважины по нефти изменялся от 8,2 м³/сут до 36,7 м³/сут. Средний коэффициент продуктивности составил 11,4 м³/[сут*МПа].

В опережающей добывающей **скважине Б-1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 859,1-860,3 м и дострел интервала 860,3-863,3 м было проведено в период с «26» июля по «04» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 67 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 868,0 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При сваби́ровании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м³ плотностью 1,0 г/см³. При компрессировании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 860,3-863,3 м и совместном опробовании сваби́рованием получен приток воды объемом 17,78 м³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м, а также дострел интервала 796,0-811,4 м было проведено в период с «05» по «13» августа по 2019 гг. В интервалах опробования, с учетом дострела всего было простреляно 246 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 843,9 м. Гидростатическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 796,0-811,4 м и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м³ плотностью 1,0 г/см³. Гидростатическое давление составило 8,2 МПа.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервала 855,5-857,4 м было проведено в период с «07» января по «27» января 2021 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 23 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 869,6 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При сваби́ровании был получен приток воды объемом 4,52 м³ плотностью 1,01 г/см³. При компрессировании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м³/сут плотностью 0,78 г/см³.

В опережающей добывающей **скважине Б-5** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-8 и М-0-6). Опробование интервала 975,0-980,0 м и дострел интервала 908,0-910,5 м было проведено в период с «12» июня по «04» июля 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1028,1 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и компрессированием.

При опробовании интервала 975,0-980,0 м притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО), при которой закачано 3 м³ раствора: приток отсутствовал.

«22» июня проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП), при котором закачано 15 т пропанта: получены продукты реакции с «пленкой» нефти. Всего был получен приток 115,0 м³ жидкости, из которых 26,357 м³ нефти.

После дострела интервала 908,0-910,5 м и совместном опробовании интервалов был получен приток нефти объемом 3,256 м³ плотностью 0,775 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 765,4-770,0 м было проведено в период с «07» по «18» декабря 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 903,7 м. Гидростатическое давление составило 7,6 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием.

«06» декабря 2019 г. в скважине проведен ГРП, при котором закачано всего 5 т пропанта, в результате получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м³.

В опережающей добывающей **скважине Б-7** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-5 и М-0-6). Одновременное опробование интервалов 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м было проведено в период с «16» по «29» июня 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 987,0 м. Гидростатическое давление составило 7,4 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м³ нефти. Далее в период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина начала периодически переливать нефтью, при котором всего было извлечено 50,255 м³.

В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м³ нефти.

В период с «20» по «23» июня 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 850,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (873,8 м) составило 8,2 МПа, температура – 37,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 7,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 13,9 мД; пьезопроводность – 54,8 см²/с; коэффициент продуктивности – 6,40 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 705,0-711,5 м было проведено в период с «20» по «29» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 72 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 806,0 м. Гидростатическое давление составило 7,0 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием.

При опробовании интервала свабиrowанием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м³ плотностью 0,74-0,76 г/см³. Далее в период с «22» по «27» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 61,4 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 853,8-857,8 м и 874,0-878,0 м было проведено в период с «28» октября по «12» ноября 2020 г. В

интервалах опробования всего было простреляно 12 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 905,0 м. Гидростатическое давление составило 7,3 МПа.

Вызов притока осуществлен механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. проведены работы по определению профиля притока (ОПП), после которого принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м.

«04» ноября 2020 г. при помощи ВШГН (110 об/мин) было извлечено 7,106 м³ нефти за 8 часов, в период с «05» по «12» ноября 2020 г. при ВШГН (111 об/мин) было извлечено 91,772 м³ нефти за 192 часа.

В оценочной **скважине Б-9** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервалов 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м было проведено в период с «28» июля по «01» августа 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 136 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1029,6 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов был получен приток воды объемом 9,0 м³ плотностью 1,0 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервала 800,2-803,7 м было проведено в период с «02» августа по «26» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 56 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 987,6 м. Гидростатическое давление (расчётное) составило 6,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «03» по «13» августа 2019 г. было извлечено нефти объемом 26,368 м³. Далее в период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 90,2 м³ за 89,5 часа.

Необходимо отметить, что в скважине «09» августа 2019 г. проведена СКО с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 776,0-777,3 м было проведено в период с «26» по «29» октября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 21 отверстие. Искусственный забой установлен на глубине 791,0 м. Гидростатическое давление составило 7,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «27» октября 2019 г. было извлечено нефти объемом 20,45 м³. Далее в период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 40,69 м³ за 48,0 часов.

В оценочной **скважине Б-10** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 962,0-968,0 м было проведено в период с «22» августа по «09» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 96 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «23» сентября 2019 г. был получен приток воды объемом 3,96 м³. Далее скважина начала фонтанировать: сначала водой и «пленкой» нефти, а затем – с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м³ нефти и 12,312 м³ воды за 267,5 часа.

В период с «23» августа по «06» сентября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 962,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (962,0 м) составило 8,6 МПа, температура – 42,3 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,2 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 3,15 мД; пьезопроводность – 146,3 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,57 м³/[сут*МПа]. Скин-

фактор составил положительную величину – «плюс» 2,1, что свидетельствует о ухудшенном состоянии ПЗС.

В этот же период были проведены режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 8,6 МПа, при изменении забойных давлений от 1,7 МПа до 7,2 МПа, дебит скважины по газу изменялся от 1,8 тыс.м³/сут до 5,2 тыс.м³/сут. Определенные коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили соответственно: $A = 10,95 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс.м}^3/\text{сут})$; $B = 0,5 \text{ МПа}^2 (\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 969,0-974,0 м было проведено в период с «10» по «15» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием и компрессированием.

При опробовании интервала свабированием в период с «11» по «12» сентября 2019 г. было отобрано 11,16 м³ воды. Далее при компрессировании отобрано 7,92 м³ воды.

В оценочной **скважине КМ-4 1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 992,5-998,7 м было проведено в период с «12» по «14» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

В период с «12» по «13» сентября 2019 г. свабированием было отобрано 19,323 м³ воды и 0,7 м³ нефти. После 19-го рейса сваба в скважине наблюдался слабый приток газа при эксплуатации скважины на 5 мм диаметре штуцера.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 830,8-832,5 м было проведено в период с «16» по «23» сентября 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 27 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При свабировании «16» сентября 2019 г. было отобрано 7,0 м³ воды и 5,96 м³ нефти. Скважина в период с «17» по «22» сентября 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 107,66 м³ нефти.

В период с «22» сентября по «03» октября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 830,8 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (830,8 м) составило 7,8 МПа, температура – 38,1 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 12,7 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 345 мД; пьезопроводность – 640,1 см²/с; коэффициент продуктивности – 7,7 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 6,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 781,5-783,0 м было проведено в период с «14» по «18» декабря 2019 г. В интервалах опробования всего было простреляно 2 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 801,0 м. Статическое давление составило 6,0 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При свабировании «16» декабря 2019 г. было отобрано 9,0 м³ воды и 4,56 м³ нефти. Скважина в период с «16» по «18» декабря 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 23,4 м³ нефти.

По результатам режимных исследований построены индикаторные диаграммы по скважинам КМ-4 и Б-10 (рисунки 3.2 и 3.3), которые характеризуются прямолинейными зависимостями.

По результатам ГДИС были уточнены и построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины, которые представлены на рисунках 3.4 и 3.5 соответственно.

Изменение пластового давления от глубины описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,011 * H + 0,772,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент давления составляет 0,011 МПа/м (ранее было принято на уровне 0,006 МПа/м).

Изменение пластовой температуры от глубины описывается зависимостью:

$$T_{пл} = 0,0314 * H + 16,2,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент температуры составляет 3,1°С на 100 м (ранее было принято на уровне 2,2 °С на 100 м).

В таблице 3.3 представлены результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, а в таблицах 3.4 и 3.5 – результаты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) соответственно методами не установившихся (КВД) и установившихся отборов (МУО).

В таблице 3.6 представлены приведенные к отметке водонефтяных контактов уточненные по данным дополнительных исследований скважин начальные пластовые давление и температура по продуктивным горизонтам.

В таблице 3.7 представлены сводные характеристики по данным исследования скважин и пластов.

Как показывают проведенные на скважинах ГДИ, наибольшим коэффициентом продуктивности и гидропроводностью характеризуется горизонт М-0-1, а наименьшими – горизонт М-0-7. Все скважины, кроме Б-10 при исследованиях характеризовались отрицательным скин-фактором, что характеризуют призабойную зону этих скважин как улучшенную по сравнению с удаленной частью пласта.

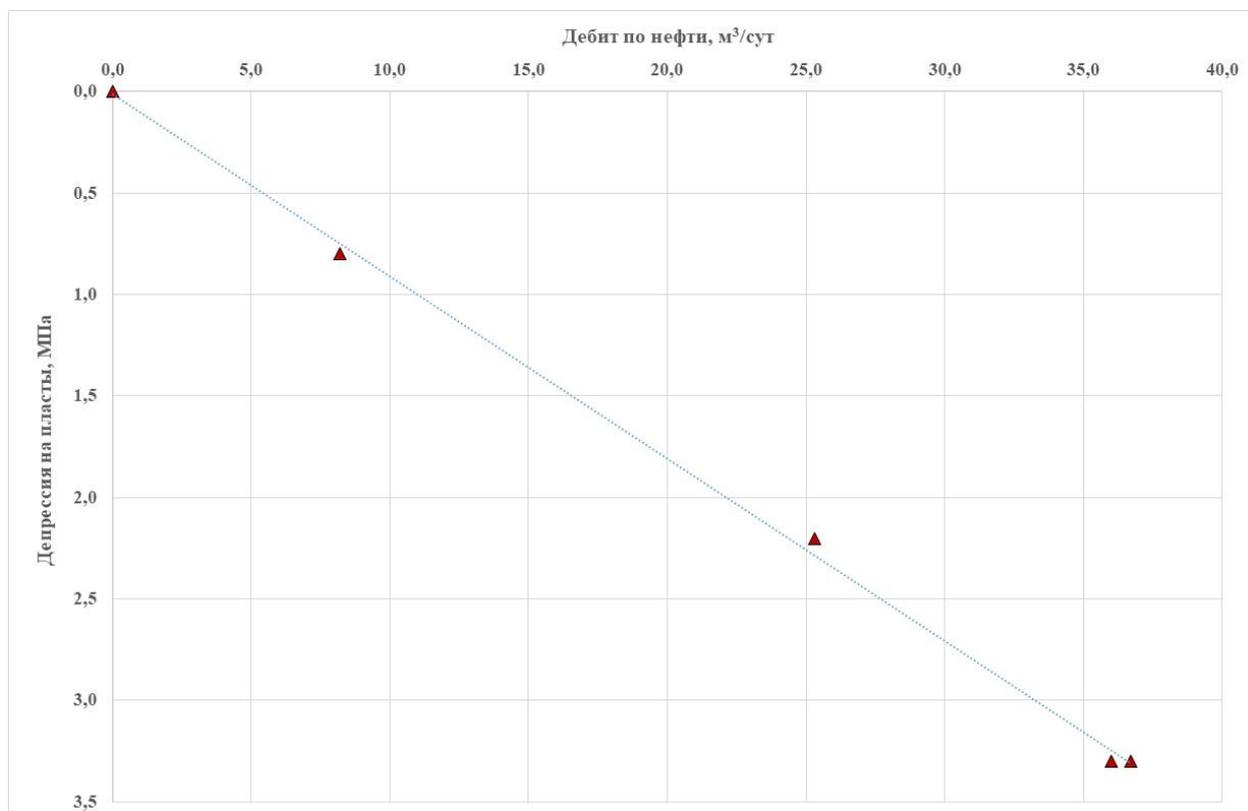


Рисунок 4.2. Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4. Интервал опробования – 762,0-767,7 м

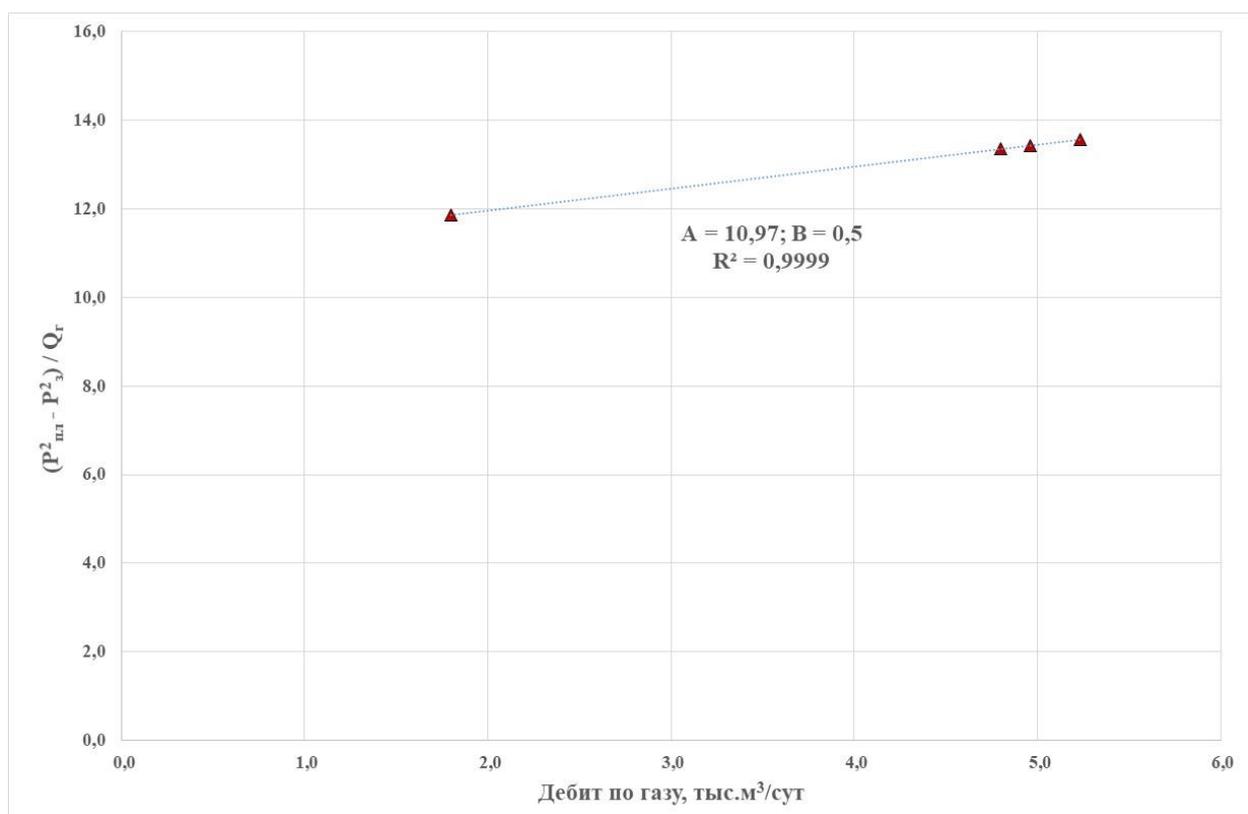


Рисунок 3.3-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10. Интервал опробования – 962,0-968,0 м

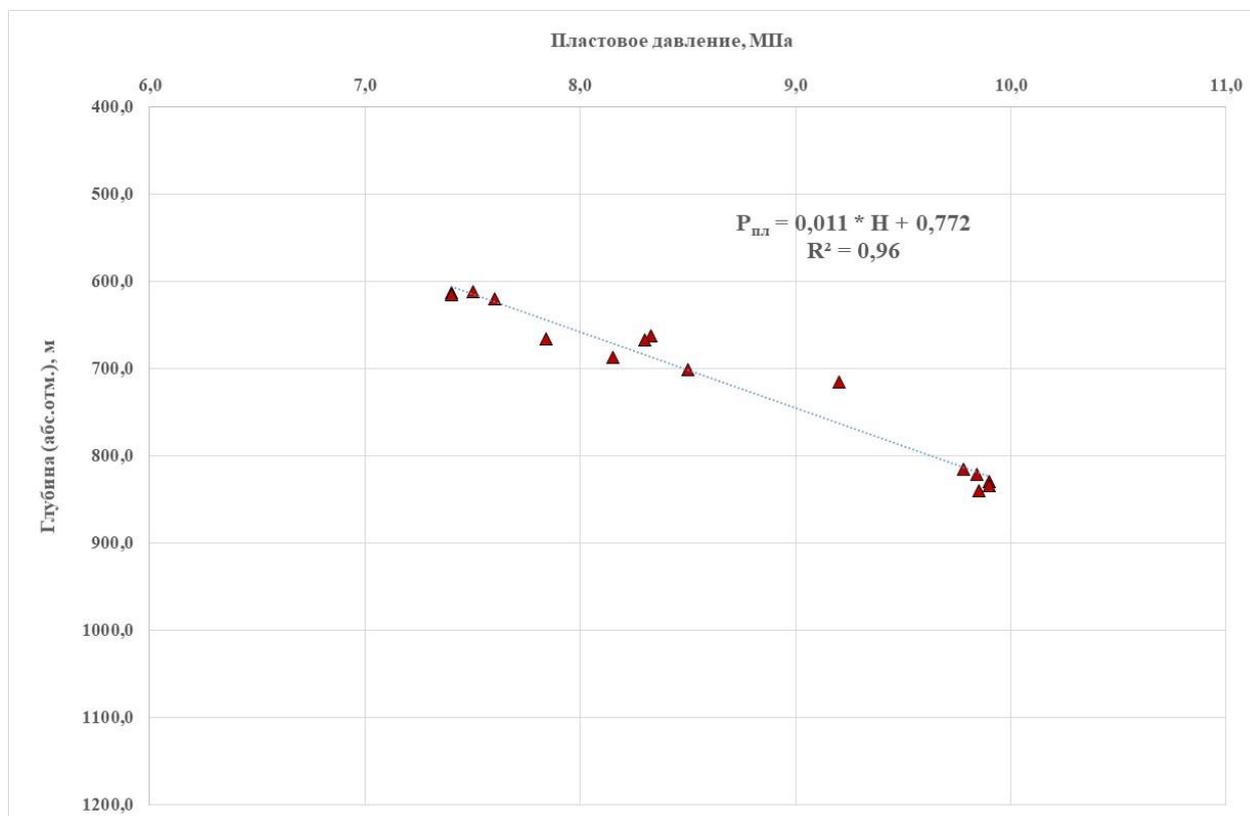


Рисунок 3.4-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

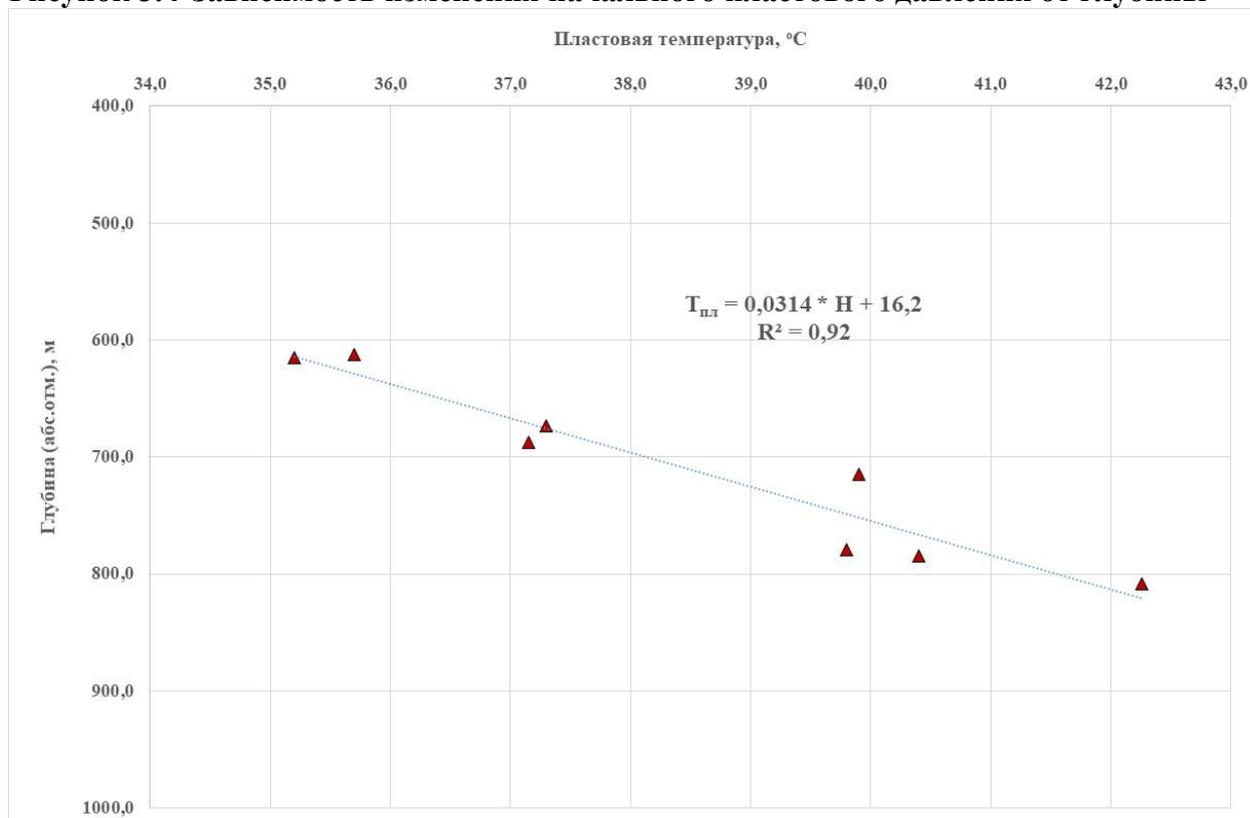


Рисунок 3.5-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины

Таблица 4.3. Результаты опробования поисково-разведочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе

Сква- жина	Объект опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Способ опробования	Способ вскрытия	Искусственный забой, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КМ-4	I	Pz	1012,0-1021,0 1026,5-1037,0 1045,0-1056,0	24.10.2017-02.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 488 отв.)	1186,6	Получен приток воды объемом 75,3 м ³
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	03.11.2017-21.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 109 отв.)	1006,0	До СКО методом свабирования был получен приток жидкости объемом 4,5 м ³ , после СКО объем увеличился до 17,04 м ³ (нефти - 4,6 м ³ и воды 12,44 м ³). При работе скважины при помощи струйного насоса «УЭОС-4» общий приток жидкости составил 4,42 м ³ (нефти - 0,2 м ³ и воды 4,22 м ³)
КМ-4	III	M-0-8	975,0-978,5	23.11.2017-28.11.2017	Свабирование и компрессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 56 отв.)	984,0	При свабировании получен приток технической воды и «пленки» нефти объемом 21,18 м ³ и компрессировании - 8,67 м ³
КМ-4	IV	M-0-7	958,5-961,3 963,5-966,0	29.11.2017-30.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 85 отв.)	974,0	Техническая вода объемом 15,8 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ без признаков нефти
КМ-4	V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	02.12.2017-12.12.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 130 отв.)	974,0	Получен приток жидкости объемом 44,53 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 11,76 м ³ плотностью 0,77-0,80 г/см ³
КМ-4	VI	M-0-7	947,0-948,0 941,6-944,6 (дострел) 935,0-941,0 926,3-927,4	14.12.2017-04.01.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм ORION 102-04-RDX (всего 48	948,0	Получен приток воды объемом 8,5 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 6,34 м ³

						отв.)		плотностью 0,80 г/см ³
КМ-4	VII	М-0-6	895,0-905,0 905,0-910,0 (дострел)	05.01.2018- 12.01.2018	Свабирование и компрессирован ие	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 240 отв.)	921,0	Техническая вода объемом 30,85 м ³ плотностью
КМ-4	VIII	М-0-5	862,1-873,0 862,1-865,0 (перестрел)	14.01.2018- 01.03.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 222 отв.)	893,0	Получен приток пластовой воды объемом 149,09 м ³ плотностью 1,01-1,02 г/см ³ и нефтяной эмульсии -
КМ-4	IX	М-0-3	822,0-827,4 822,0-827,4 (перестрел)	03.03.2018- 05.04.2018	Свабирование, компрессирован ие и УЭЦН	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 183 отв.)	852,5	Получен приток пластовой воды объемом 72,55 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефтяной эмульсии - 11,11 м ³ плотностью 0,80-0,82 г/см ³
КМ-4	X	М-0-1	764,0-767,0 762,0-767,7 (дострел)	07.04.2018- 25.05.2018	Фонтан	ПК-114 мм, ORION 102-04- RDX (всего 80 отв.)	815,0	Из интервала 764,0-767,0 м получен приток нефти объемом 106,9 м ³ и газа - 15,293 тыс.м ³ . Из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,1 м ³ и газа - 258,1731 тыс.м ³
Б-1	-	М-0-4	859,1-860,3 860,3-863,3 (дострел)	26.07.2019- 04.08.2019	Свабирование и компрессирован ие	ПКО- 114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 67 отв.)	868,0	При свабировании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . При компрессирован ии того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . Поле дострела и совместном опробовании свабированием интервалов 859,1-860,3 м и 860,3-863,3 м получен приток воды объемом 17,78 м ³

Б-1	-	М-0-2	815,0-818,3 820,0-825,0 796,0-811,4 (дострел)	05.08.2019- 13.08.2019	Свабирование	ПКО- 114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 133 отв., дострел - 246 отв.)	843,9	При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . После дострела и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м ³ плотностью 1,0 г/см ³
Б-1	-	М-0-4	855,5-857,4	07.01.2021- 27.01.2021	Свабирование и компрессирован ие	ПКО- 114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр., 23 отв.	869,6	При свабировании был получен приток воды объемом 4,52 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ . При компрессирован ии того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м ³ /сут плотностью 0,78 г/см ³

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Б-5	-	М-0-8 М-0-6	975,0-980,0 908,0-910,5 (дострел)	12.06.2019- 04.07.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1028,1	При опробовании интервала притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена СКО (закачено раствора в объеме 3 м ³): приток отсутствует. «22» июня 2019 г. проведен ГРП (закачено 15 т проппанта): при опробовании получены продукты реакции с пленкой нефти. Всего получено 115,0 м ³ жидкости, из которых 26,357 м ³ - нефти. После дострела и совместном опробовании получен приток нефти объемом 3,256 м ³ плотностью 0,775г/см ³
Б-5	-	М-0-1	765,4-770,0	07.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	903,7	«06» декабря 2019 г. проведен ГРП (закачено 5 т проппанта), по результатам опробования получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м ³ .
Б-7	-	М-0-5 М-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	16.06.2019- 29.06.2019	Свабирование, механический отбор	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	987,0	В период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м ³ нефти. В период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина периодически переливала нефтью, всего было извлечено 50,255 м ³ . В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м ³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м ³ нефти.
Б-7	-	М-0-1	705,0-711,5	20.09.2019- 29.09.2019	Свабирование, фонтанирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 72 отв.)	806	Свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м ³ плотностью 0,74-0,76 г/см ³ . Фонтанированием в период с «22» по «27» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 61,4м ³
Б-7	-	М-0-4	853,8-857,8 874,0-878,0 реперфорация 853,8-854,8	28.10.2020- 12.11.2020	Мех. отбор ВШГН	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр, 12 отв	905	При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. после проведения ОПП, принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м. В период с «04» по «12» ноября 2020 г. из интервала 853,8-854,8 м при помощи ВШГН было извлечено 91,772 м ³ нефти за 200 часов.
Б-9	-	М-0-8	994,5-999,0 1001,5-1005,5	28.07.2019- 01.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 136 отв.)	1029,6	В период опробования было извлечено 9,0 м ³ воды плотностью 1,0 г/см ³

Б-9	-	М-0-2	800,2-803,7	02.08.2019-26.10.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 56 отв.)	987,6	При свабировании в период с «03» по «13» августа 2019 г. извлечено 26,368 м ³ нефти. В период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина фонтанировала нефтью, всего было отобрано 90,2 м ³ за 89,5 часа. «09» августа 2019 г. в скважине проведена СКО, с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м ³
Б-9	-	М-0-1	776,0-777,3	26.10.2019-29.10.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	791,0	При свабировании «27» октября 2019 г. извлечено 20,45 м ³ нефти. В период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина фонтанировала, всего было отобрано 40,69 м ³ нефти за 48 часов.
Б-10	-	М-0-7	962,0-968,0	22.08.2019-09.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 96 отв.)	1034,0	«23» сентября 2019 г. за счет свабирования было извлечено 3,96 м ³ воды. Скважина начала фонтанировать: сначала водой и "пленкой" нефти с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м ³ нефти и 12,312 м ³ воды за 267,5 часа
Б-10	-	М-0-7	969,0-974,0	10.09.2019-15.09.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1034,0	В период с «11» по «12» сентября 2019 г. свабированием отобрано 11,16 м ³ воды, далее - при компрессировании отобрано 7,92 м ³ воды
КМ-4_1	-	М-0-8	992,5-998,7	12.09.2019-14.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	1043,7	В период с «12» по «13» сентября 2019 г. отобрано 19,323 м ³ воды и 0,7 м ³ нефти. После 19 рейса сваба со скважины пошел слабый приток газа при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
КМ-4_1	-	М-0-3	830,8-832,5	16.09.2019-23.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 27 отв.)	1043,7	При свабировании «16» сентября 2019 г. отобрано 7,0 м ³ воды и 5,96 м ³ нефти. Начиная с «17» по «22» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 107,66 м ³ нефти
КМ-4_1	-	М-0-1	781,5-783,0	14.12.2019-18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	801,0	При свабировании «16» декабря 2019 г. отобрано 9,0 м ³ воды и 4,56 м ³ нефти. Начиная с «16» по «18» декабря 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 23,4 м ³ нефти

Таблица 4.3. Результаты гидродинамических исследований скважин методом регистрации КВД

Скважина	Объем опробования	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки метра, м	Пластование		Гидропроводность, мкм ² *см / [мПа*с]	Проницаемость, мкм ²	Пьезопроводность, см ² /с	Скин-фактор	Радиус информативности исследования, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]
								давление, МПа	температура, °С						
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	17.11.2017	1186,6	73 / 962	605,0	8,6	40,4	1,36	0,0291	2031,0	-4,0	70	1,14
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	19.11.2017-20.11.2017	1186,6	73 / 962	932,0	8,8	40,4	1,50	0,0143	1755,0	-2,7	53	1,31
КМ-4	IV+V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	06.12.2017-08.12.2017	1186,6	73 / 913	926,3	3,6	39,8	0,86	0,0151	144,0	-0,7	-	0,58
КМ-4	VII	M-0-5	862,1-873,0	21.01.2018-26.01.2018	1187,6	73 / 840	862,1	9,2	39,9	1,13	0,0112	49,0	-1,0	-	0,78
КМ-4	VIII	M-0-3	822,0-827,4	17.03.2018-23.03.2018	1186,6	73 / 795	821,0	7,6	37,3	0,32	0,0018	219,0	-1,7	-	0,21
КМ-4	X	M-0-1	764,0-767,0	09.04.2018-11.04.2018	805,3	-	760,0	7,4	35,7	26,70	0,0850	25,0	-2,6	35,3	20,40
КМ-4	X	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018-26.04.2018	805,3	73 / 743	762,0	7,4	35,2	14,40	0,0460	20,0	-1,7	29,4	11,40
Б-7	-	M-0-5 M-0-6-2	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019-23.06.2019	987,0	73 / 850	850,0	8,2	37,2	7,70	0,0139	54,8	-2,8	73,8	6,40
Б-10	-	M-0-7	962,0-968,0	23.08.2019-06.09.2019	1034,0	73 / 940	962,0	8,6	42,3	0,20	0,00315	146,3	2,1	92,6	1,57
КМ-4_1	-	M-0-3	830,8-832,5	22.09.2019-03.10.2019	902,0	73 / 808	830,8	7,8	38,1	12,70	0,345	640,1	-6,6	424	7,70

Таблица 4.4. Результаты гидродинамических исследований МУО

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искусственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут			Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]	Температура, °С	
							P _п	P _з		нефт.	воды	газа			
КМ-7	Ю-IV-2-2	1888,0-1894,0	02.03.2018-11.03.2018	2328,0	73 / 1179	7	17,9	12,0	5,9	17,3	-	-	2,9	70,0	
						3		15,6		2,3	6,1	-	-	2,7	69,8
						5		Приток не стабилизировался							
КМ-7	Ю-IV-2-2	1832,0-1849,0	07.04.2018-16.04.2018	-	73 / 1806	7	17,7	12,4	5,3	69,1	-	-	13,1	66,7	
						3		16,3		1,4	21,6	-	-	15,2	66,9
						5		14,1		3,6	42,7	-	-	12,0	67,3
КМ-7	Ю-IV-2-1	1772,0-1777,0	23.04.2018-02.05.2018	1801,8	73 / 1752	7	18,2	6,0	12,1	16,4	-	48,70	1,3	61,8	
						3		13,8		4,4	6,8	-	19,88		1,5
						5		8,3		9,8	13,0	-	38,19		1,3
						7		4,3		13,9	9,4	-	27,09		0,7
КМ-7	Ю-III	1518,0-1522,0	11.05.2018-20.05.2018	1691,5	73 / 1511	7	15,7	12,0	6,1	34,6	-	-	5,7	52,8	

Таблица 4.5. Приведенные к отметке ВНК начальные пластовые давление и температура

Продуктивный горизонт	Блок	Отметка ВНК (абс.отм.), м	Начальное приведенное пластовое	
			давление, МПа	температура, °С
Ю-0-1	I	-1060,5	13,9	47,9
Ю-III	I	-1390,0	16,0	57,4
	II	-1398,8	16,0	57,7
Ю-IV-2-1	I	-1688,9	17,9	66,0
	II	-1698,8	17,9	66,3
Ю-IV-2-2	I	-1765,2	18,4	68,2
	II	-1790,7	18,5	68,9
Ю-IV-2-3	II	-1839,3	18,8	70,3
Ю-IV-2-4	II	-1883,5	19,1	71,6
Ю-IV-2-5	II	-1960,2	19,6	73,8

Таблица 4.6. Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	сква.	иссл.		
Начальное пластовое давление, МПа	2	5	15,7-18,5	17,6
Начальная пластовая температура, °С	2	5	56,1-70,1	64,0
Геотермический градиент, °С/м	4	7	-	0,0287
Дебит нефти, м ³ /сут	1	4	6,1-69,1	22,5
Обводненность (весовая), %	1	4	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	1	4	369,9-382,6	377,1
Коэффициент удельной продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	5	0,1-2,4	0,8
Коэффициент удельной приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[МПа*с]	2	5	0,7-22,3	9,5
Приведенный радиус, м	2	5	99-253	189,2
Пьезопроводность, см ² /с	2	5	85-1028	509,4
Проницаемость, мкм ²	2	5	2,8-52,0	19,4

4.4. Анализ результатов геофизических исследований скважин в колонне

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими и проектными опережающими скважинами, как и было запроектировано в действующем дополнении к проектному документу (15). В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу дополнительно предусматривается выделение в качестве возвратного – горизонт М-0-4, для эксплуатации которого рекомендуется ввести две существующие скважины: одну в качестве добывающей и другую – нагнетательной. Вместе с тем, в дополнении к проекту эксплуатации (15) был рекомендован ввод в пробную эксплуатацию трех проектных опережающих добывающих и двух оценочных скважин, а в рамках настоящего дополнения № 2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки.

Для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории С₂ в более высокие рекомендуется провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах перед вводом в пробную эксплуатацию, согласно представленному графику. Итак, на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды.

Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

В процессе поинтервального опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин проводились геофизические исследования в колонне по определению герметичности колонны и профиля притока (ГИС-к).

Исследования проводились компанией ТОО «ГеоМунайРесурс». При проведении исследований использовался аппаратный комплекс «ПИК-38», содержащий в своем составе набор датчиков: манометр, термометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, механический расходомер.

Выполнялись, в основном, следующие методы ГИС: регистрация ГК и ЛМ; термометрия, манометрия, влагометрия и резистивиметрия в статическом режиме; термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия и индикатор притока в динамическом режиме; регистрация механической расходомерии МД и БД на протяжке в работающей скважине.

Всего было выполнено 14 исследований на скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-7, Б-9 и Б-10, из которых дополнительно было проведено 7 исследований на 5-ти скважинах.

Результаты исследований скважин по определению профиля притока и герметичности колонны представлены в таблице 3.8.

Скважина КМ-4.

Так, «16» ноября 2017 г. на скважине КМ-4 было выполнено исследование в интервале перфорации 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 972,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 50 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,2 МПа и 43,5 °С. Согласно результата исследования, как «работающий» выделяется один интервал – 994,0-995,0 м, откуда поступает вода с расчетным дебитом 6,3 м³/сут. Коэффициент охвата составил 14,7 %.

«18» ноября 2017 г. проведено повторное исследование в интервале 993,2-1000,0 м (горизонт PZ). Башмак колонны НКТ установлен на той же глубине, что и при предыдущем исследовании. Статический уровень в скважине установился на глубине 36 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,4 МПа и 43,9 °С. По результатам исследования, как «работающие» выделяются уже два интервала – 994,0-995,0 м и 998,2-1000,0 м. Из указанных интервалов поступает жидкость с высокой (до 99,0 %) обводненностью, на долю нижнего интервала приходится почти 70 % всего притока в скважину. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 14,7 %, нижнего – 26,5 %.

«05» декабря 2017 г. в интервалах 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м (горизонт М-0-7) было проведено исследование. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 913,2 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 667 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 926,3 м составили 1,8 МПа и 40,3 °С. По результатам исследования установлены три «работающих» интервала – 940,0-941,1 м, 958,5-960,0 м и 963,5-965,7 м. Верхний интервал «работает» жидкостью расчетным дебитом 2,7 м³/сут при обводненности около 12 %, а два нижних – жидкостью расчетными дебитами 6,6 м³/сут и 2,2 м³/сут, при высоких обводненностях – 97 % и 93 % соответственно. На долю верхнего

интервала приходится около 24 % всего притока в скважину, а на два нижних – 57 % и 19 % соответственно. Коэффициенты охвата изменяются сверху-вниз от 16,7 %, 53,6 % и 88,0 %.

Исследование интервала перфорации 862,1-873,0 м (горизонт М-0-5) в скважине КМ-4 проведено «20» января 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 848,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 358,7 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 862,1 м составили 4,9 МПа и 40 °С. По результатам исследований установлена два «работающих» интервала – 868,8-870,1 м и 872,0-873,0 м, причем из верхнего интервала получен приток жидкости расчетным дебитом 6,5 м³/сут при 92 % обводненности, из нижнего – 4,5 м³/сут, при 90,8 % обводненности. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 11,9 %, нижнего – 9,2 %.

Исследование интервала перфорации 822,0-827,4 м (горизонт М-0-3) в скважине КМ-4 проведено «17» марта 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 801,9 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 451,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 822 м составили 3,3 МПа и 38 °С. По исследованиям установлена «работа» четырех интервалов – 822,2-824,2 м, 826,8-828,0 м, 834,0-836,0 м и 839,0-840,0 м. Общий расчетный дебит жидкости составил 13 м³/сут, обводненность первых трех интервалов изменяется в пределах 50-72,2 %, а нижнего – 100 %. Коэффициент охвата составил 48,1 %. По результатам исследования выявлено нарушение герметичности муфтового соединения. На долю первых сверху-вниз двух интервалов приходится 28 % и 25 % соответственно, а нижних двух – 15 % и 32 % соответственно.

«09» апреля 2018 г. проведено исследование в скважине КМ-4 в интервале перфорации 764,0-767,0 м (горизонт М-0-1). Статический уровень в скважине установился на глубине 393,8 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 764 м составили 6,9 МПа и 35,5 °С. По данным исследования, как «работающий» выделен интервал – 764,8-767,0 м, расчетный дебит по нефти которого составил 29,7 м³/сут и газа 6,995 тыс.м³/сут. Коэффициент охвата по данным исследования составил 73,3 %.

В период с «17» по «23» апреля 2018 г. в скважине КМ-4 в интервале перфорации 762,0-767,7 м были проведены геофизические исследования при эксплуатации скважины на трех режимах – штуцерах диаметра 3 мм, 5 мм и 7 мм. Статический уровень в скважине установился на уровне 661 м.

Так, при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера, как «работающие» выделены два интервала – 762,5-764,0 м и 764,0-767,0 м, с расчетными дебитами по нефти 2 м³/сут (газа – 0,544 тыс.м³/сут) и 3,2 м³/сут (газа – 2,329 тыс.м³/сут) соответственно. Коэффициент охвата составил 78,9 %.

При работе скважины на 5 мм диаметре штуцера, как «работающий» выделен интервал – 764,0-767,0 м, расчетные дебиты по нефти и газу составили 25,5 м³/сут и 6,523 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 52,6 %.

При работе скважины на 7 мм диаметре штуцера, также как и на работе при 5 мм, выделен один «работающий» интервал – 765,0-767,2 м, с расчетными дебитами по нефти и газу 35,8 м³/сут и 6,232 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 38,6 %.

Скважина Б-7.

Исследование интервалов перфорации 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м (горизонты М-0-5 и М-0-6-2) в скважине проведено «20» июня 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 850,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 873,8 м составили 7,8 МПа и 39,5 °С соответственно. По

исследованиям установлена «работа» двух интервалов –874,0-876,0 м и 915,5-917,4 м. Верхний интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 17,98 м³/сут и дебитом газа – 1,798 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 100 м³/м³), а нижний интервал «работает» водой расчетным дебитом 0,63 м³/сут и дебитом газа – 27,6 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 80,0 %, нижнего – 95,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 853,8-857,8 м, 873,8-876,3 м и 874,0-878,0 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено в период с «30» по «31» октября 2020 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 831,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 853,8 м составили 7,8 МПа и 38,4 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух пластов в интервале перфорации 853,8-857,8м. Верхний пласт 853,8-855,8 м «работает» водой с пленкой УВ расчетным дебитом 46,5 м³/сут, а нижний пласт 856,3-857,8 м «работает» водой расчетным дебитом 40,0 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 67,0 %. Доля в общем потоке жидкости верхнего пласта составляет 53,7 %, нижнего – 46,3 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-9.

Исследование интервалов перфорации 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м (горизонт М-0-8) в скважине проведено «29» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 978,0 м. Статический уровень установился на отметке 611,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 994,5 м составили 3,8 МПа и 44,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 994,8-996,0 м и 1004,7-1005,5 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,14 м³/сут и 3,7 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,04 м³/сут и 5,2 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 26,6 %, нижнего – 20,0 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 1,307 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 9 337 м³/м³), нижнего 470,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 11 458 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 42,0 %, нижнего – 58,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 800,2-803,7 м (горизонт М-0-2) в скважине проведено «07» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 782,0 м. Статический уровень установился на отметке 404,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 800,2 м составили 2,9 МПа и 27,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 800,2-803,0 м. Интервал «работает» нефтью и незначительной водой расчетными дебитами соответственно 13,5 м³/сут и 0,3 м³/сут. Коэффициент охвата пласта составил 80,0 %. Расчетный дебит газа интервала составил 43,0 м³/сут (расчетный газовый фактор 3,2 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-1.

Исследование интервала перфорации 859,1-860,3 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «31» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 830,0 м. Статический уровень установился на отметке 69,6 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 859,1 м составили 7,6 МПа и 40,0 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 859,1-859,7 м

и 859,7-860,3 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,03 м³/сут и 4,2 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,01 м³/сут и 11,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 100 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 4,9 м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 1 220 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 26,0 %, нижнего – 74,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 855,5-857,4 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «30» января 2021 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 835,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 855,5 м составили 4,7 МПа и 38,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 855,5-857,4 м. Коэффициент охвата пласта составил 100,0 %. Интервал «работает» водой с пленкой УВ. Расчетный суточный дебит не производился из-за низкой информативности кривых. Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м плотностью 1,035 г/см³.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-10.

Исследование интервала перфорации 962,0-968,0 м (горизонт М-0-7) в скважине проведено «25» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 940,0 м. Статический уровень установился на отметке 650,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 962,0 м составили 8,5 МПа и 42,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 962,0-965,7 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 0,65 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 61,7 %. Расчетный дебит газа составил 4,181 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 6 432 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина КМ-4_1.

Исследование интервала перфорации 830,8-832,5 м (горизонт М-0-3) в скважине проведено «22» сентября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 808,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 7,2 МПа и 37,8 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 14,5 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 751 м³/сут (расчетный газовый фактор 51,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 781,5-783,0 м и 830,8-832,5 м (горизонты М-0-1 и М-0-3) в скважине проведено «24» ноября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 762,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 6,8 МПа и 37,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 9,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 592,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 59,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Таким образом, результаты геофизических исследований показывают, что исследуемые перфорированные интервалы пластов-коллекторов «работают» с коэффициентами охвата от 9,2 % до 100,0 %. Заколонных перетоков в процессе исследований не выявлено.

При исследовании в интервале горизонта М-0-3, в скважине была выявлена «работа» двух интервалов ниже перфорированного, что, скорее всего, связана с нарушением герметичности муфтового соединения. Также по результатам исследований выявлено, что при увеличении диаметра штуцера уменьшается коэффициент охвата, т.е. «работающий» интервал уменьшается. Отметим, что исследование скважины при одновременной работе двух и более горизонтов (интервалов) не проведено.

Вместе с тем, при одновременной перфорации горизонтов М-0-5 и М-0-6 в скважине Б-7, а также горизонтов М-0-1 и М-0-3 в скважине КМ-4_1 по данным исследования выявлена работа лишь одного из интервалов, что может говорить об отсутствии эффективности объединения горизонтов в один объект эксплуатации.

4.5. Характеристика фонда пробуренных скважин и фактических показателей пробной эксплуатации

4.5.1. Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

Согласно утвержденному дополнению к проектному документу (15), ввод из бурения новых скважин на 01.09.2021 г. не планировалось.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

В таблице 3.9 представлена характеристика пробуренных скважин, в таблице 3.10 – их техническое состояние.

По состоянию на 01.09.2021 г. согласно утвержденного дополнения к проектному документу (15) предусматривалась эксплуатация трех основных объектов (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного объекта (горизонт М-0-3). Фактически в пробной эксплуатации числились горизонты М-0-1 и М-0-3.

Рассмотрим характеристики эксплуатации скважин отдельно по горизонтам (объектам).

Основной объект пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1).

Скважина КМ-4. В пробной эксплуатации скважина находилась с июля 2019 до июня 2020 гг., эксплуатация характеризовалась безводной продукцией. В июле 2020 г. наблюдается резкий рост обводненности до 20 % и монотонным увеличением до 87 % в апреле 2021 г. С июня 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 17,8 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 2-3 т/сут.

Скважина Б-7. В пробной эксплуатации скважина находилась с июня 2019 г. С марта 2020 г. и до остановки скважины (май 2021 г.) в добываемой продукции наблюдается резкий рост обводненности в пределах 18,3-24,5 %. С апреля 2021 г. скважина числится в бездействующем фонде.

При вводе в эксплуатацию дебит по нефти составил 16,4 т/сут и в процессе эксплуатации наблюдалось снижение дебита. После увеличения обводненности дебит нефти в среднем составлял 1-3 т/сут.

Необходимо отметить, что данную скважину планировалось в октябре 2020 г. перевести на II-й основной объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-5), которая не была реализована.

Скважина Б-9. Как и было запланировано, в пробную эксплуатацию скважина была введена в октябре 2020 г. На дату составления настоящего проектного документа, скважина числится в действующем фонде.

При вводе в эксплуатацию характеризовалась безводной продукцией, в процессе эксплуатации наблюдается монотонное увеличение обводненности до 11,1%. За все время эксплуатации дебит по нефти составлял 5-6 т/сут.

Возвратный объект пробной эксплуатации (горизонт М-0-3).

Скважина КМ-4_1. Фактически скважину в пробную эксплуатацию ввели в ноябре 2020 г. Отработав ноябрь и декабрь в 2020 г. скважина с января 2021 г. переведена во временную консервацию. За время эксплуатации дебит по нефти в среднем составлял 4,0 т/сут, при обводненности 75 %.

Таблица 3.7-Характеристика пробуренных скважин

№№ п/п	Наименование	Объекты пробной эксплуатации (горизонты)				В целом по месторождению
		I (М-0-1)	Возв. (М-0-3)	II (М-0-5)	III (М-0-6-2)	
1	В эксплуатационном фонде	3 (КМ-4, Б-7, Б-9)	-	-	-	3
2	в том числе:					
3	действующие	1 (Б-9)	-	-	-	1
4	бездействующие	2 (КМ-4, Б-7)	-	-	-	2
5	В консервации	4 (Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1)				4
6	В испытании	-	-	-	-	-
7	Итого пробуренный фонд	Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4 и КМ-4_1				7

Таблица 3.10. Техническое состояние пробуренных скважин

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
КМ-4	Поисковая	20.07.2017	18.09.2017	1 200	1 200	Pz	Pz
Б-1	Опережающая	10.06.2019	14.07.2019	1 000	1 015	Pz	Pz
Б-5	Опережающая	15.03.2019	10.06.2019	1 000	1 050	Pz	Pz
Б-7	Опережающая	15.05.2019	14.06.2019	1 000	1 000	Pz	K ₁
Б-9	Оценочная	12.06.2019	24.07.2019	1 000	1 046	Pz	Pz
Б-10	Оценочная	04.07.2019	01.08.2019	1 000	1 050	Pz	K ₁
КМ-4_1	Оценочная	26.07.2019	28.08.2019	1 000	1 200	Pz	Pz

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	направление			кондуктор		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	426,0	10,0	0,0	324,0	156,3	0,0
Б-1	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-5	323,9	46,5	0,0	-	-	-
Б-7	323,9	47,4	0,0	-	-	-
Б-9	323,9	46,0	0,0	-	-	-
Б-10	323,9	45,9	0,0	-	-	-
КМ-4_1	323,9	149,8	0,0	-	-	-

Продолжение таблицы 3.10

Скважина	Конструкция скважины					
	техническая колонна			эксплуатационная колонна		
	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина, м	ВПЦ, м
КМ-4	244,5	700,7	-	177,8	1199,0	0,0
Б-1	244,5	449,7	0,0	168,3	1002,0	0,0
Б-5	244,5	449,3	0,0	168,3	1040,0	0,0
Б-7	244,5	451,4	0,0	168,3	1000,0	0,0
Б-9	244,5	453,1	0,0	168,3	1041,7	0,0
Б-10	244,5	451,5	0,0	168,3	1046,0	0,0
КМ-4_1	244,5	625,0	0,0	177,8	1056,1	0,0

4.6. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

В дополнении к проекту пробной эксплуатации (15) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов пробной эксплуатации.

По материалам очередного оперативного подсчета запасов нефти и газа (16), на месторождении Бестобе установлены девять нефтяных горизонтов и один – газонефтяной. Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7 и М-0-8 приурочены к нижнемеловым отложениям и горизонт PZ – к палеозойскому комплексу.

Все продуктивные горизонты, кроме Pz имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной С₁, так и предварительно оцененной категории запасов С₂. В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории С₁ составляет 35 %. На основные объекты пробной эксплуатации (горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) приходится 74,6 % запасов всего месторождения по промышленной категории С₁. На продуктивные горизонты М-0-3 и М-0-4 приходится по 7,0 % и на остальные – менее 3-4 %.

Как правило, в пробную эксплуатацию могут быть вовлечены продуктивные горизонты (или их участки), в которых сосредоточены запасы нефти промышленной категории С₁.

Горизонт М-0-1 перебивал в пробной эксплуатации, имеются ГДИ методами КВД и МУО, по результатам которых определены коэффициенты продуктивности и дебиты. По горизонтам М-0-3 и М-0-5 также проведены ГДИ методом регистрации КВД, на основании которых определены коэффициенты продуктивности.

Горизонт М-0-6-2 самостоятельно не опробован и отдельно гидродинамические исследования по нему не проводились. Горизонт М-0-6 ранее характеризовался большим количеством сосредоточенных в нем запасов нефти, но не был исследован. В проекте пробной эксплуатации рекомендовалось провести исследования по горизонту М-0-6 с целью определения продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и после получения результатов исследования был рекомендован к выделению в качестве самостоятельного объекта пробной эксплуатации.

На дату составления настоящего дополнения №2 к проектному документу новых данных по горизонту не получено, ввиду чего рекомендации по самостоятельному гидродинамическому исследованию скважин рассматриваемого горизонта остаются актуальными.

Учитывая вышеизложенное, на период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе рекомендуется выделить три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- **I-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-1;
- **II-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-5 (блок II);

- **III-й объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- **возвратный объект пробной эксплуатации** – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации дополнительно выделен возвратный горизонт М-0-4 для изучения приемистости коллекторов и проведения пробной закачки воды.

В таблице 3.17 представлены исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

Таблица 3.8-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных объектов пробной эксплуатации

Параметры	I-й объект	II-й объект	III-й объект	Возвратный	Возвратный
	М-0-1	М-0-5	М-0-6-2	М-0-3	М-0-4
Тип залежи	Пластовая, сводовая	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически ограниченная	Массивная, тектонически литологически ограниченная	Массивная, тектонически литологически ограниченная
Тип коллектора	Терригенные, поровые				
Площадь нефтегазоносности (категория C ₁ / C ₂), тыс.м ²	2 403 / 5 827	1 154 / 3 708	969 / 1 810	824 / 322	1 025 / 629
Средняя общая толщина, м	5,2	23,4	21,0	11,4	12,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	8,3	5,8	3,7	3,8
Пористость по ГИС, д.ед.	0,28	0,30	0,29	0,32	0,31
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,62	0,53	0,49	0,66	0,62
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	65,5	13,0	13,0*	173,0	13,0*
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,797	0,903	0,927	0,66	0,691
Коэффициент расчлененности, д.ед.	2,0	7,0	6,0	4,0	4,0
Пластовая температура, °С	36,1	38,9	40,2	37,4	38,1
Пластовое давление, МПа	7,7	8,7	9,1	8,2	8,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,25*	3,25*	3,25*	3,25	3,25*
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,717*	0,717*	0,717*	0,717	0,717*
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,764	0,764	0,774	0,774*
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,105	1,105	1,105	1,105	1,105
Содержание серы в нефти, %	0,23	отс.	отс.	0,06	0,27
Содержание парафина в нефти, %	4,63	12,43	12,43	12,41	3,80
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,0*	1,0*	1,0*	1,0	1,0*
Газосодержание, м ³ /т	8,1*	8,1*	8,1*	8,1	8,1*
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013
Средняя продуктивность, м ³ /сут*МПа]	15,9	3,6	3,6*	4,0	4,0*
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	5 058	3 348	1104	355	410
в том числе: по категории C ₁	1 350	1 145	586	279	281
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	2 150	1 423	469,3	150,9	174,2
в том числе: по категории C ₁	573,8	486,6	249,1	118,6	119,4
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
в том числе: по запасам категории C ₁	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425

Примечание: * - приняты по аналогии с результатами исследований глубинных проб нефти горизонта М-0-3

4.7. Расчет запасов нефти проектных скважин.

Как было отмечено в предыдущих разделах, в пробную эксплуатацию рекомендуется ввести пять продуктивных горизонтов.

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется бурение и ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин, а также ввод в пробную эксплуатацию семи существующих скважин, четыре из которых – из консервации и две – из бездействия.

Все проектные опережающие добывающие скважины располагаются на границе категорий запасов C_1 и C_2 , ввиду чего эти проектные скважины, безусловно, будут дренировать запасы нефти как промышленной категории C_1 , так и предварительно оцененной C_2 , в случае их подтверждения. Вместе с тем, учитывая, что согласно ориентировочных прогнозных технологических показателей, по основным объектам пробной эксплуатации степень отбора от утвержденных извлекаемых запасов нефти на конец периода будет изменяться всего в пределах 2,6-5,6 % и проектные уровни добычи нефти незначительные, можно допустить ввод в пробную эксплуатацию проектных опережающих добывающих скважин без вреда для недоразведанных запасов нефти, тем самым не нарушая п. 34 «Единые правила...».

Исходя из местоположения существующих и проектных опережающих добывающих скважин, планируемых к вводу в пробную эксплуатацию на выделенные объекты пробной эксплуатации, определены вовлекаемые в пробную эксплуатацию запасы нефти.

Вовлекаемые в пробную эксплуатацию скважинами удельные извлекаемые запасы нефти рассчитывались исходя из удельной площади, приходящиеся на скважину, а затем учитывая средневзвешенные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, свойства нефти, рассчитывались запасы нефти.

Результаты расчета вовлекаемых в пробную эксплуатацию скважинами удельных извлекаемых запасов нефти представлены в таблице 3.18. Как видно из представленной таблицы, по горизонтам М-0-5 и М-0-3 будут задействованы 100 % утвержденных запасов нефти промышленной категории C_1 , по горизонту М-0-4 – 52 % и горизонтам М-0-1 и М-0-6-2 – соответственно 84 % и 68 %.

Таблица 4.7.1 Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию

Горизонт	Скважина	Категория скважин	Запасы нефти утвержденные ГКЗ Республики Казахстан по категории C_1 , тыс.т		Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию по категории C_1 , тыс.т	
			геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
М-0-1	КМ-4	поисковая	1 350	573,8	283,3	120,4
	Б-9	оценочная			204,9	87,1
	Б-3	проектная опережающая			48,2	20,5
	Б-4	проектная опережающая			602,7	256,2
М-0-5	Б-7	опережающая добывающая	1 145	486,6	513,7	218,3

	Б-2	проектная опережающая			317,6	135,0
	Б-6	проектная опережающая			313,7	133,3
М-0-6-2	Б-5	опережающая добывающая	586	249,1	139,4	59,3
	Б-8	проектная опережающая			258,1	109,7
М-0-3	КМ-4	поисковая	279	118,6	228,0	96,9
	КМ-4_1	оценочная			51,0	21,7
М-0-4	Б-1	опережающая добывающая	281	119,4	146,1	62,1
	Б-10	оценочная			-	-

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси с добывающих скважин по выкидному трубопроводу через скоростной электрический подогреватель нефтепродуктов будет поступать в накопительную емкость, где будет происходить отделение остаточного газа от нефтяной эмульсии.

Замер нефтяной эмульсии будет осуществляться с накопительной емкости с помощью метрштока (мерной линейки) и мультифазным расходомером, установленным на входе в накопительную емкость. Принцип расчета - на основе геометрического метода расчета объема цилиндра, где расчет объема емкости выполняется в результате реальных замеров вместимости жидкости по данным метрштока (мерной линейки), после чего по результатам измерений будут созданы таблицы калибровки накопительной емкости - по объему.

Добытая продукция скважин с емкости, с помощью насоса откачки жидкости, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

На этапе пробной эксплуатации транспорт нефти будет осуществляться автоцистерной, согласно договорам, заключенных между Недропользователем и потребителями.

В настоящем разделе приведен комплекс рекомендуемых исследовательских работ, направленный на получение новой и уточнение имеющейся информации.

В таблице 5.2.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе.

5.2.1. Отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды

Глубинные пробы, отобранные из поисковой скважины КМ-4, признаны некондиционными.

В период пробной испытания из оценочной скважины КМ-4_1 была отобрана глубинная проба нефти, приуроченная к горизонту М-0-3, а также из оценочной скважины Б-10 из интервала М-0-7 горизонта.

Отобранные глубинные пробы, судя по свойствам, вызывают сомнение.

Так, по горизонту М-0-7 (район скважины Б-10), в которой установлена газовая шапка, давление насыщения составило 2,9 МПа, при пластовом 8,7 МПа, т.е. нефть в пластовых условиях недонасыщена газом, чего априори не должно быть в газонефтяных залежах. Вместе с тем, нефть характеризуется низким газосодержанием 64,5 м³/т.

По горизонту М-0-3 давление насыщения составило 1,0 МПа, газосодержание пластовой нефти – 8,1 м³/т и это при плотности нефти в дегазированном состоянии 0,768 г/см³.

После утверждения и согласно рекомендациям действующего дополнения к проекту пробной эксплуатации (15), дополнительно глубинные пробы не отбирались и не изучались.

Учитывая вышеизложенное, во всех существующих добывающих (Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, КМ-4 и КМ-4_1) и проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8) скважинах при дополнительных испытаниях объектов и перед вводом в эксплуатацию на вводимый горизонт рекомендуется отобрать и изучить, как минимум по три глубинные пробы нефти. Это будет являться обязательным условием. После определения основных параметров нефти, в частности давления насыщения нефти газом и газосодержания, рекомендуется уточнить режим работы скважины на период пробной эксплуатации.

Исследования глубинных проб нефти рекомендуется выполнить согласно требованиям СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава». Для этого рекомендуется отобрать не менее трех глубинных проб, по которым выполнить следующие исследования: определение РV-соотношения; однократное и дифференциальное разгазирование; определение вязкости нефти; пластовая дегазация и определение пластового композиционного состава нефти.

По выделившемуся при дегазации пробы пластовой нефти газу, рекомендуется выполнить исследования по определению основных свойств и компонентного состава, согласно требований ГОСТ 31371 (ISO 6974), ГОСТ 14920.

Периодичность отбора и изучения глубинных проб нефти и растворенного в нефти газа – во всех скважинах при испытаниях дополнительных объектов и перед вводом в пробную эксплуатацию на целевой горизонт.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях исследованы по горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-7, М-0-8 и Pz по одной-двум пробам и остаются неизученными свойства нефти в дегазированном состоянии по двум подгоризонтам М-0-6-1 и М-0-6-2.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется продолжить отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях по вышеперечисленным горизонтам. Обязательным условием перед вводом в пробную эксплуатацию скважин на горизонт М-0-6-2 будет являться отбор и изучение проб нефти в поверхностных условиях.

Периодичность отбора и изучения устьевых проб нефти – раз в год по всем скважинам и всем горизонтам. По горизонту М-0-6-2 – при вводе в эксплуатацию как существующих, так и проектной опережающей добывающей скважины, далее – раз в год по всем скважинам.

В период продолжения пробной эксплуатации прогнозируется обводненность не превышающая 10 %. При появлении на скважинах в составе добываемой продукции пластовой воды рекомендуется отобрать не менее трех проб, а также провести лабораторные исследования по определению основных свойств (плотность, жесткость, минерализация, тип воды, кислотность и т.д.) и компонентного состава.

Периодичность отбора и исследования проб воды – один раз в полугодие по каждой скважине, при резком увеличении обводненности – раз в квартал.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Бестобе, на период с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг., и представлен в таблице 6.4.2. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_1 - V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн.м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Таблица 6.4.2. Баланс сырого газа месторождения Бестобе в период пробной эксплуатации с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг.

Годы	Добыча попутного газа, млн.м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн.м ³ /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн.м ³ /год	Объем утилизации газа, %
2021 (01 сентября)	0,025529	0	0,025529	0
2022	0,194076	0	0,194076	0
2023 (31 октября)	0,185026	0	0,185026	0

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 сентября 2021 по 31 октября 2023 г. будет направляться на факельную установку для сжигания.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 28 стационарных источников загрязнения, из них:

- организованных – 15;

- неорганизованных – 13.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются:

- стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, дизель генераторов и агрегатов, выхлопные трубы котла, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, и т.д.;
- стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочного, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама, механические мастерские и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

При испытании скважин выявлено: 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 9. При испытании скважины газ планируется сжигать на факеле.

4.8. Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию рекомендуется ввести три основных объекта – горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4 горизонты.

Пробную эксплуатацию объекта I (горизонт М-0-1) рекомендуется вести двумя существующими (КМ-4 и Б-9) и дополнительным вводом из бурения двух проектных опережающих добывающих (Б-3 и Б-4) скважин. На II-й объект (горизонт М-0-5) рекомендуется ввести в пробную эксплуатацию одну существующую (Б-7) и две проектные опережающие добывающие (Б-2 и Б-6) скважины из бурения. Эксплуатацию объекта III (горизонт М-0-6-2) рекомендуется вести одной существующей (Б-5) и вводом из бурения одной проектной опережающей добывающей (Б-8) скважинами. Возвратный объект (горизонт М-0-3) рекомендуется вести эксплуатацией существующей скважиной КМ-4_1 и дополнительным вводом в мае 2023 г. скважины КМ-4, путем перевода ее из вышележающего горизонта М-0-1. Возвратный объект М-0-4 рекомендуется вести эксплуатацией существующими скважинами: Б-1 в качестве добывающей и Б-10 – нагнетательной.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин.

Необходимо отметить, что на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Пробная эксплуатация, кроме возвратного горизонта М-0-4, будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления. На нагнетательную скважину Б-10 возлагается задача исследования на приемистость коллекторов и изучение влияния законтурной закачки воды на изменение пластового давления в продуктивной части залежи.

Для прогнозирования уровней добычи попутного газа по объектам пробной эксплуатации принято утвержденное значение газосодержания (8,1 м³/т) по последнему отчету по оперативному подсчету запасов (16). Как известно, по фактическим данным за 8 месяцев 2021 г. в составе добываемой продукции не наблюдается попутного газа и, вероятно, связано с незначительными объемами газа, который не улавливают газовые счетчики.

Коэффициенты эксплуатации добывающих скважин при пробной эксплуатации по горизонтам приняты исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляют 0,95 д.ед., для нагнетательной скважины – 0,98 д.ед.

Забойные давления в добывающих скважин рекомендуется поддерживать на уровне или выше давления насыщения нефти газом, которое по данным исследования глубинных проб нефти из интервалов горизонта М-0-3 составляет 1,0 МПа (для остальных горизонтов принято по аналогии). Забойное давление нагнетательной скважины не должно превышать давление гидравлического разрыва пластов.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 м КМ-4.

По объекту пробной эксплуатации I (горизонт М-0-1) проектный дебит по скважине Б-9 принят на уровне текущего дебита – 5,2 т/сут. Для скважины КМ-4 на уровне 3,0 т/сут и для проектных опережающих добывающих – 4,1 т/сут, как среднее по существующим скважинам Б-9 м КМ-4.

По объектам пробной эксплуатации II (горизонт М-0-5) и III (горизонт М-0-6-2) проектные дебиты скважин по нефти принимаются на уровнях запроектированных в рамках дополнения к проекту пробной эксплуатации (15) – соответственно 14,7 т/сут и 5,0 т/сут, так как новых данных по рассматриваемым объектам не было получено.

По возвратному горизонту М-0-3 проектный дебит скважин по нефти принят на уровне 5,0 т/сут по фактическим данным эксплуатации скважины КМ-4_1, а для скважины КМ-4, после перевода из I-го объекта – на уровне 5,0 т/сут. Напомним, в действующем проектом документе на продолжение пробной эксплуатации (15) дебит по нефти планировался на уровне 17,9 т/сут.

Для скважины Б-1 возвратного объекта пробной эксплуатации М-0-4 начальный дебит по нефти прогнозируется на уровне 5,0 т/сут.

Напомним, что согласно п. 30 «Единых правил...» «Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях для определения параметров, необходимых при проектировании системы разработки». Учитывая вышеизложенное, прогнозируемые дебиты по нефти, как раз-таки, необходимо уточнить во время эксплуатации скважин, что и является одной из основных задач пробной эксплуатации.

В целом по месторождению Бестобе в период продолжения пробной эксплуатации с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. планируется отобрать 50,0 тыс.т нефти, 54,8 тыс.т жидкости и 0,404 млн.м³ попутного газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит всего 3,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 9,7 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,015 д.ед. при утвержденной величине 0,425 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации на период с сентября 2021 по октябрь 2023 гг., которые в соответствии с рекомендациями «Методические указания по составлению проектов пробной эксплуатации» представлены в таблицах 4.1-4.14.

На графическом приложении 18 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

Таблица 4.1-Показатели добычи нефти по скважинам

Годы и периоды	Скважина	Способ эксплуатации	Горизонт	Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т				
						I	II	III	IV	
2021	КМ-4	Механизированный	М-0-1	10,0	0,171	-	-	-	0,171	
2022		Механизированный			1,020	0,252	0,255	0,257	0,256	
2023		Механизированный			0,333	0,250	0,083	-	-	
2021	Б-9	Механизированный		3,4	0,594	-	-	0,146	0,448	
2022		Механизированный			1,768	0,437	0,441	0,445	0,444	
2023		Механизированный			1,460	0,433	0,437	0,441	0,148	
2021	Б-3	Механизированный		3,4	0,234	-	-	-	0,234	
2022		Механизированный			1,394	0,345	0,348	0,351	0,350	
2023		Механизированный			1,151	0,342	0,345	0,348	0,117	
2021	Б-4	Механизированный	10,0	-	-	-	-	-		
2022		Механизированный		1,168	0,119	0,348	0,351	0,350		
2023		Механизированный		1,151	0,342	0,345	0,348	0,117		
2021	Б-7	Механизированный	М-0-5	13,1	1,284	-	-	-	1,284	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-2	Механизированный		13,1	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			5,033	1,251	1,259	1,266	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-6	Механизированный		8,0	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,669	-	-	0,412	1,257	
2023		Механизированный			4,083	1,220	1,224	1,228	0,412	
2021	Б-5	Механизированный	М-0-6-2	5,4	0,290	-	-	-	0,290	
2022		Механизированный			1,721	0,427	0,430	0,433	0,431	
2023		Механизированный			1,415	0,421	0,424	0,427	0,144	
2021	Б-8	Механизированный		10,0	-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			1,721	0,427	0,430	0,433	0,431	
2023		Механизированный			1,415	0,421	0,424	0,427	0,144	
2021	КМ-4_1	Механизированный		М-0-3	5,2	0,289	-	-	-	0,289
2022		Механизированный				1,716	0,425	0,429	0,432	0,430
2023		Механизированный				1,407	0,419	0,422	0,424	0,142
2021	КМ-4	Механизированный	2,4		-	-	-	-	-	
2022		Механизированный			-	-	-	-	-	

2023		Механизированный			0,849	-	0,283	0,424	0,142
2021		Механизированный			0,290	-	-	-	0,290
2022	Б-1	Механизированный	М-0-4	3,9	1,718	0,426	0,429	0,432	0,431
2023		Механизированный			1,412	0,420	0,423	0,426	0,143
2021	Б-10	Механизированный		-	-	-	-	-	-
2022		Механизированный		-	-	-	-	-	-
2023		Механизированный		-	-	-	-	-	-

Таблица 4.2-Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам

Годы и период	Скважина	Дата ввода в пробную эксплуатацию	Категория скважины	Среднегодовой дебит скважины			Приемистость, м3/сут	Добыча нефти, тыс.т		Отбор удельных извлекаемых запасов нефти, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3		Закачка воды, тыс.м3	
				нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут		годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2021	КМ-4		существующая поисковая	3,0	3,7	0,024	0,0	0,171	3,7	3,1	0,212	4,1	19,1	0,00138	1,535	0,0	0,0
2022				2,9	3,8	0,024	0,0	1,020	4,7	3,9	1,321	5,4	22,8	0,00826	1,544	0,0	0,0
2023				2,9	4,0	0,024	0,0	0,333	5,1	4,2	0,455	5,9	26,8	0,00269	1,546	0,0	0,0
2021	Б-9		существующая оценочная	5,1	6,3	0,042	0,0	0,594	2,1	2,4	0,734	2,4	19,1	0,00481	0,005	0,0	0,0
2022				5,1	6,6	0,041	0,0	1,768	3,9	4,5	2,290	4,7	22,8	0,01432	0,019	0,0	0,0
2023				5,1	6,9	0,041	0,0	1,460	5,4	6,2	1,994	6,7	26,8	0,01182	0,031	0,0	0,0
2021	Б-3		проектная опережающая	4,0	5,0	0,033	0,0	0,234	0,2	1,1	0,289	0,3	19,1	0,00189	0,002	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,394	1,6	7,9	1,806	2,1	22,8	0,01129	0,013	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,8	13,6	1,572	3,7	26,8	0,00932	0,023	0,0	0,0
2021	Б-4		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	19,1	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				4,0	5,2	0,033	0,0	1,168	1,2	0,5	1,513	1,5	22,8	0,00945	0,009	0,0	0,0
2023				4,0	5,4	0,032	0,0	1,151	2,3	0,9	1,572	3,1	26,8	0,00932	0,019	0,0	0,0
2021	Б-7		существующая опережающая	14,7	14,7	0,119	0,0	1,284	3,4	1,5	1,284	3,5	0,0	0,01039	0,010	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	8,4	3,9	5,074	8,6	0,8	0,04076	0,051	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	12,5	5,7	4,188	12,8	2,5	0,03307	0,084	0,0	0,0
2021	Б-2		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				14,5	14,6	0,118	0,0	5,033	5,0	3,7	5,074	5,1	0,8	0,04076	0,041	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	9,1	6,8	4,188	9,3	2,5	0,03307	0,074	0,0	0,0
2021	Б-6		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				14,4	14,5	0,117	0,0	1,669	1,7	1,3	1,683	1,7	0,8	0,01352	0,014	0,0	0,0
2023				14,1	14,5	0,115	0,0	4,083	5,8	4,3	4,188	5,9	2,5	0,03307	0,047	0,0	0,0
2021	Б-5		существующая опережающая	5,0	5,0	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,290	0,3	0,0	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	2,0	3,4	1,733	2,0	0,7	0,01393	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,4	5,8	1,441	3,5	1,8	0,01146	0,028	0,0	0,0
2021	Б-8		проектная опережающая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				5,0	5,0	0,040	0,0	1,721	1,7	1,6	1,733	1,7	0,7	0,01393	0,014	0,0	0,0
2023				4,9	5,0	0,040	0,0	1,415	3,1	2,9	1,441	3,2	1,8	0,01146	0,025	0,0	0,0

2021	KM-4_1		существующая оценочная	5,0	5,6	0,040	0,0	0,289	0,4	2,1	0,327	1,0	11,6	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				4,9	5,8	0,040	0,0	1,716	2,2	10,0	2,002	3,0	14,3	0,01389	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	1,407	3,6	16,5	1,712	4,7	17,8	0,01139	0,028	0,0	0,0
2021	KM-4		существующая поисковая	0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2022				0,0	0,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,000	0,0	0,0
2023				4,9	5,9	0,039	0,0	0,849	0,8	0,9	1,032	1,0	17,8	0,00687	0,007	0,0	0,0
2021	Б-1		существующая опережающая	5,0	5,1	0,040	0,0	0,290	0,3	0,5	0,297	0,3	2,6	0,00234	0,002	0,0	0,0
2022				5,0	5,2	0,040	0,0	1,718	2,0	3,2	1,814	2,1	5,3	0,01391	0,016	0,0	0,0
2023				4,9	5,3	0,040	0,0	1,412	3,4	5,5	1,520	3,6	7,1	0,01143	0,028	0,0	0,0
2021	Б-10		существующая оценочная	0,0	0,0	0,000	4,7	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	0,3	0,3
2022				0,0	0,0	0,000	5,8	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	2,1	2,4
2023				0,0	0,0	0,000	8,3	0,000	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,00000	0,0	2,5	4,8

Таблица 4.3-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,0	0,2	0,2	8,8	1,5	0,007	1,2	1,2	9,6	9,6	19,1	0,0	0,0	0	0,008097	1,816
2022	5,3	0,9	0,9	14,2	2,5	0,010	6,9	6,9	16,6	16,6	22,8	0,0	0,0	0	0,043332	1,859
2023	4,1	0,7	0,7	18,3	3,2	0,014	5,6	5,6	22,2	22,2	26,8	0,0	0,0	0	0,033164	1,893

Таблица 4.4-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-1. Объект пробной эксплуатации I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	1	1	0	0	0	3	4,2	1	0	3	3	3	0	0	4,3	5,3	0,035	0,0
2022	1	1	0	0	0	4	5,2	0	0	4	4	4	0	0	4,0	5,2	0,033	0,0
2023	0	0	0	0	0	3	5,2	1	0	3	3	3	0	0	4,2	5,7	0,034	0,0

Таблица 4.5-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,3	0,3	0,3	1,3	0,3	0,001	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0	0,010398	0,010
2022	11,7	2,4	2,4	13,0	2,7	0,011	11,8	11,8	13,1	13,1	0,8	0,0	0,0	0	0,095055	0,105
2023	12,3	2,5	2,6	25,3	5,2	0,022	12,6	12,6	25,7	25,7	2,5	0,0	0,0	0	0,099228	0,205

Таблица 4.6-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-5. Объект пробной эксплуатации II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	0	1	0	0,0	0	0	1	1	1	0	0	14,7	14,7	0,119	0,0
2022	2	2	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,5	14,6	0,117	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	2,0	0	0	3	3	3	0	0	14,1	14,5	0,115	0,0

Таблица 4.7-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,000	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0	0,002346	0,002
2022	3,4	1,4	1,4	3,7	1,5	0,006	3,5	3,5	3,8	3,8	0,7	0,0	0,0	0	0,027876	0,030
2023	2,8	1,1	1,2	6,6	2,6	0,011	2,9	2,9	6,6	6,6	1,8	0,0	0,0	0	0,022923	0,053

Таблица 4.8-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-6-2. Объект пробной эксплуатации III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующих	механизированный	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2022	1	1	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	5,0	5,0	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	0	2	1,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,0	0,040	0,0

Таблица 4.9-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,4	0,4	0,002	0,3	0,3	1,0	1,0	11,6	0,0	0,0	0	0,002342	0,002
2022	1,7	1,4	1,5	2,2	1,8	0,008	2,0	2,0	3,0	3,0	14,3	0,0	0,0	0	0,013897	0,016
2023	2,3	1,9	1,9	4,4	3,7	0,016	2,7	2,7	5,7	5,7	17,8	0,0	0,0	0	0,018274	0,035

Таблица 4.10-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-3. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,6	0,040	0,0
2022	0	0	0	0	0	1	0,0	0	0	1	1	1	0	0	4,9	5,8	0,040	0,0
2023	0	0	0	0	1	1	0,0	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,9	0,039	0,0

Таблица 4.11-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,001	0,3	0,3	0,9	0,9	2,6	0,3	0,3	66	0,002346	0,002
2022	1,7	1,4	1,4	2,0	1,7	0,007	1,8	1,8	2,7	2,7	5,3	2,1	2,4	81	0,013916	0,016
2023	1,4	1,2	1,2	3,4	2,9	0,012	1,5	1,5	4,3	4,3	7,1	2,5	4,8	114	0,011437	0,028

Таблица 4.12-Характеристика основного фонда скважин по горизонту М-0-4. Возвратный объект пробной эксплуатации

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	0	0	0	2	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,0	5,1	0,040	4,7
2022	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	1	1	1	5,4	5,7	0,044	5,8
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	0	1	1	1	4,9	5,3	0,040	8,3

Таблица 4.13-Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	3,2	0,2	0,2	13,5	0,8	0,003	3,4	3,4	14,8	14,8	8,2	0,3	0,3	6	0,025529	2,300
2022	24,0	1,4	1,4	37,4	2,1	0,009	26,0	26,0	40,9	40,9	8,0	2,1	2,4	6	0,194076	2,494
2023	22,8	1,3	1,3	60,3	3,4	0,015	25,3	25,3	66,2	66,2	9,7	2,5	4,8	7	0,185026	2,679

Таблица 4.14-Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Бестобе

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из других объектов, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Разведочное бурение с начала, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	опережающих добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м3/сут	
2021	1	1	0	4	0	8	8,6	0	0	7	7	7	1	1	6,4	7,0	0,052	4,7
2022	4	4	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	6,8	7,4	0,055	5,8
2023	0	0	0	0	0	12	12,6	0	0	11	11	11	1	1	7,2	8,0	0,058	8,3

4.9. Техника и технология добычи нефти

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Следует добавить, что, рекомендации по применению материалов и технологии, а также оборудования, не являются обязательными, и носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

6.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

По состоянию на 01.09.2021 г. на месторождении Бестобе пробурено всего 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая, Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие и Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные.

В эксплуатационном фонде числятся 3 скважины КМ-4, Б-7 и Б-9, из них одна скважина Б-9 в действующем фонде и две скважины КМ-4 и Б-7 – бездействующем.

Скважины Б-1, Б-5, Б-10 и КМ-4_1 – во временной консервации.

На период продолжения пробной эксплуатации на месторождении Бестобе выделены три основных и два возвратных объекта пробной эксплуатации:

- I-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-1;
- II-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-5 (блок II);
- III-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-6-2 (блок II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3 (блоки I и II).
- возвратный объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-4 (блок II).

Оставшиеся горизонты, ввиду не значительных запасов нефти и отсутствия исследований, не рассматриваются в качестве объектов пробной эксплуатации и требуют доразведки.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период пробной эксплуатации месторождения Бестобе, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Продолжительность пробной эксплуатации составит полных 26 месяцев – с сентября 2021 по октябрь 2023 гг. (включительно).

В пробную эксплуатацию будут введены существующие скважины Б-9; Б-7; Б-5; КМ-4_1; КМ-4 и Б-1. Скважины Б-3; Б-4; Б-2; Б-6 и Б-8 будут введены из бурения.

Таким образом, планируется к вводу из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин и ввод в пробную эксплуатацию семи существующих поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин. В целом по месторождению к концу пробной эксплуатации фонд составит 11 добывающих скважин

В рамках настоящего дополнения №2 к проекту пробной эксплуатации, планируется пробная закачка воды через существующую скважину Б-10, в интервалы продуктивного горизонта М-0-4. Остальные горизонты будут вести разработку на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Ожидается, что скважины будут вводиться в пробную эксплуатацию механизированным способом добычи.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции скважин представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1. Показатели эксплуатации скважин

Скважина	Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
			2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
Б-9 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	6,3	6,6	6,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,1	5,1	5,1
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
КМ-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	3,7	3,8	4,0
		Дебит по нефти т/сут.	3	2,9	2,9
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-3 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.	4,0	4,0	4,0
		Средняя обводненность, %	19,1	22,8	26,8
Б-4 (М-0-1)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,2	5,4
		Дебит по нефти т/сут.		4,0	4,0
		Средняя обводненность, %		22,8	26,8
Б-7 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	14,7	14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.	14,7	14,5	14,1
		Средняя обводненность, %	0	0,8	2,5
Б-2 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,6	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,5	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-6 (М-0-5)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		14,5	14,5
		Дебит по нефти т/сут.		14,4	14,1
		Средняя обводненность, %		0,8	2,5
Б-5 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,0	5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	0,0	0,7	1,8
Б-8 (М-0-6-2)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.		5,0	5,0
		Дебит по нефти т/сут.		5,0	4,9
		Средняя обводненность, %		0,7	1,8
КМ-4_1 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,6	5,8	5,9
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	4,9	4,9
		Средняя обводненность, %	11,6	14,3	17,8

КМ-4 (М-0-3)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.			5,9
		Дебит по нефти т/сут.			4,9
		Средняя обводненность, %			17,8
Б-1 (М-0-4)	Механизированный	Ввод скважин	2021 (сентябрь)	2022	2023 (октябрь)
		Дебит по жидкости т/сут.	5,1	5,2	5,3
		Дебит по нефти т/сут.	5,0	5,0	4,9
		Средняя обводненность, %	2,6	5,3	7,1

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

В целом, нефти месторождения Бестобе в поверхностных условиях можно характеризовать как «легкие». По содержанию парафина горизонт М-0-3 являются типу высокопарафинистых, а горизонты М-0-1, М-0-2 по типу являются парафинистых, по подклассу малосмолистыми и по классу малосернистыми. По вязкости – маловязкой.

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи, для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов, и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации, поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.
2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура – до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

Ниже приведена требуемая мощность для работы ПШНУ

Паспортная мощность Эл.двиг-я кВт	$\cos\phi$	Среднепотребляемая мощность Эл.двиг. кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги	ток при А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44		33

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса - это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает $>0,1\%$ для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. Практикуется выбор насоса, основанный на ожидаемых объемах дебитов, однако предпочтителен выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос производительностью 32 м³/100 оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется насос с производительностью 25 м³/100 оборотов в минуту/сутки),

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка, поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ, должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Электроцентробежные насосные установки

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, с функциями изменения скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;

- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;

- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;

- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ПШНУ имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Электроцентробежные насосные установки

Устьевое оборудование

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Подъем добываемой продукции скважин будет вестись по НКТ диаметром 73 мм.

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Способ эксплуатации скважин УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ШГН имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК — коррозионностойкое.

Насосы погружные электроцентробежные с применением тепло-кислотостойких полимерных композиционных материалов (УЭЦН ПМ), предназначенные для откачки обводнённых пластовых жидкостей, осложнённых асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО).

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

При прекращении фонтанирования, Недропользователю необходимо будет перейти на механизированный способ добычи. Рекомендуется осуществить переход на УЭЦН, в связи с тем, что у штанговых насосов имеется ряд недостатков. К данным недостаткам можно отнести: наличие механической связи между станком-качалкой и насосом в виде длинной колонны штанг, которая, не обладая достаточной прочностью и ограничивая передаваемую насосу мощность, снижает надежность и межремонтный срок работы установки. Под действием знакопеременных нагрузок, возрастающих с увеличением глубины подвески насоса и отбора жидкости, часто происходят аварии в результате обрыва и отвинчивания (отворота) штанг. Также, существуют недостатки: ограниченная производительность, большая металлоемкость, наличие вращающихся и движущихся частей на поверхности, неполная герметизация устья скважин. Значительно усложняются условия механизированной добычи нефти в связи с ростом обводненности пластов и форсированными отборами жидкости.

Из приведенных выше описаний следует, что скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий,

может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод попутного газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

РАЗДЕЛ 5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОИЗВОДСТВА**5.1. Краткое описание проектируемых работ**

Настоящий проектный документ: «Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)» разработан в соответствии с Техническим заданием недропользователя, Кодексом Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании», «Едиными правилами по комплексному и рациональному использованию недр», «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».

В работе приведены краткие сведения о геологической характеристике и количестве утвержденных ГКЗ Республики Казахстан в оперативном порядке запасов нефти и газа месторождения Бестобе. Приведен анализ результатов опробования, гидродинамических и геофизических исследований скважин в колонне и пластов.

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. Остальные продуктивные горизонты, ввиду недостаточной изученности и незначительных запасов нефти, не рассматриваются в качестве объектов и подлежат доразведке.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими и проектными опережающими скважинами, как и было запроектировано в действующем дополнении к проектному документу (15). В рамках настоящего дополнения №2 к проектному документу дополнительно предусматривается выделение в качестве возвратного – горизонт М-0-4, для эксплуатации которого рекомендуется ввести две существующие скважины: одну в качестве добывающей и другую – нагнетательной. Вместе с тем, в дополнении к проекту эксплуатации (15) был рекомендован ввод в пробную эксплуатацию трех проектных опережающих добывающих и двух оценочных скважин, а в рамках настоящего дополнения № 2 к проекту пробной эксплуатации рекомендуется ввод в пробную эксплуатацию пяти проектных опережающих добывающих скважин с задачами доразведки.

Для доразведки месторождения и перевода запасов нефти и газа категории С₂ в более высокие рекомендуется провести дополнительные опробования объектов в существующих и проектных опережающих добывающих скважинах перед вводом в пробную эксплуатацию, согласно представленному графику. Итак, на все проектные опережающие добывающие скважины возлагаются задачи доразведки месторождения, в частности на проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8: опробование продуктивных по ГИС интервалов; отбор и изучение керна, отбор и исследование проб нефти, газа и воды; проведение гидродинамических исследований (МУО, КВД, КВУ) и геофизических исследований по определению профиля притока и т.д.

В работе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, утилизации сырого газа, рассмотрены вопросы требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, охрана недр и окружающей среды.

Составлена программа исследования пластов и скважин на период пробной эксплуатации.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1 000 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	323,9	50	Д	0,0
Кондуктор	295,3	244,5	450	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1 000	Д	0,0

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием: для направления ОП-2-350х35 – спаренный плащечный превентор; для кондуктора – Chinese 2FZ 35-35 или Chinese FH 35-35; для эксплуатационной колонны – ОКК2-35-168х245 или ЗПК 150х35.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

В настоящее время на месторождении Бестобе отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

Таблица 6.4.1. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021 г. (сентябрь)	2022 г.	2023 г. (октябрь)
Количество отработанного скважинами времени в году:	сут	493	3527	3177
на скважине КМ-4	""	58	347	289
на скважине Б-9	""	116	347	289
на скважине Б-3	""	58	347	289
на скважине Б-4	""	0	291	289
на скважине Б-7	""	87	347	289
на скважине Б-2	""	0	347	289
на скважине Б-6	""	0	116	289
на скважине Б-5	""	58	347	289
на скважине Б-8	""	0	347	289
на скважине Б-1	""	58	347	289
на скважине КМ-4_1	""	58	347	289

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации, представлен баланс сырого газа месторождения Бестобе, на период с 01.09.2021 по 31.10.2023 гг., и представлен в таблице 6.4.2. Расчетный объем сжигаемого

сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_1 - V^1_1, \text{ где:}$$

V_{IV} – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн.м³;

V_1 – объем добытого сырого газа, млн.м³;

V^1_1 – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

Все скважины в период пробной эксплуатации будут работать по индивидуальной схеме сбора нефти и газа. Каждая добывающая скважина будет оборудоваться устьевым нагревателем марки «УН-0,2», тестовым 3-х фазным сепаратором «Арго» для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии «РГС», с встроенной дежурной факельной горелкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости «РГС».

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси со скважин по выкидному трубопроводу подается на устьевой нагреватель «УН-0,2». После подогрева нефтегазовый поток поступает в тестовый 3-х фазный сепаратор «Арго», где происходит основной процесс отделения газа от нефти. Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажный емкость.

Процесс замера нефти и воды в тестовом 3-х фазном сепараторе «Арго» следующий: узел замера нефти состоит из расходомера жидкости Kimray BK-2800, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень нефти достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода нефти и воды. Уровень нефти опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ нефти. После прекращения подачи нефти расходомер автоматический отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера нефти.

Работа узла замера воды аналогична работе замера нефти.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость «РГС», откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, пройдя через трубный газовый расширитель сжигается на дежурной факельной горелке.

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа Barton модели 202E, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в 3-х фазном сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на дежурную факельную горелку.

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым

осуществляет замер газа. В случае заполнения 3-х фазного сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в 3-х фазном сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к дежурной факельной горелке. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия обслуживающего персонала.

Таким образом, 3-х фазный сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, подается на нефтеналивной гусак и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

На рисунке 5.6. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

Система сбора продукции скважины включает основные компоненты, такие как:

1. 3-х фазный сепаратор «Арго», V–1,6 м³. Производительность по газу – 220000 м³/сутки; P_{раб} = 4,964 МПа; Допустимая температура жидкости 70⁰С;
2. Узел учета нефти Kimray ВК-2800. Производительность расходомера по нефти, в диапазоне от 0-5 м³/час. P-0,5 МПа; T-18⁰С;
3. Узел учета пластовой воды Kimray ВК-2800. Производительность расходомера по воде, в диапазоне от 0-5 м³/час. P-0,5 МПа; T-18⁰С;
4. Узел учета газа Barton модели 202E. Диапазон измерений по газу от 0 до 300 м³/час;
5. Накопительная емкость «РГС». V-50м³; D-2300мм; L-7500мм; M-1450 кг; Dвх-110мм.
6. Дренажная емкость V-15м³. ЕП-15-2200-1-1. ТУ 3615-145-00217298-2001. LXD = 6800x2200.
7. Автоналивная система налива «Гусак» АСН -100А. P_{раб}. не более 1,0 МПа. Пропускная способность не более 150м³/час.
8. Трубный газовый расширитель ТУ3683-007-56562997-2003. Ду 159 мм, L=3м.
9. Дежурная факельная горелка. Пропускная способность до 15 тыс. м³/сут. Диаметр ствола 150 мм. Условный диаметр оголовка 100 мм. Высота ствола 13м.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Технические параметры Трубного газового расширителя (ТГР)

Диаметр корпуса расширителя, Дв	400мм.
Диаметр входного / выходного патрубка	150мм.
Длина расширителя, L	3000мм.
Расчётное давление	0,6МПа

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки 3Д Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6-1, М-0-6-2, М-0-7, М-0-8 и PZ.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 05.02.2021 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и газа «газовой шапки» по категориям C_1+C_2 составляют 11756 тыс.т /4989 тыс.т; 144,3 млн.м³/ 60,9 млн.м³; 14 млн.м³, соответственно. При этом соотношение запасов нефти по категориям C_1 и C_2 составляет 35%/65%.

Запасы нефти, оцененные по категории C_2 , приходятся на все продуктивные горизонты. Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе эксплуатационного разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2535-21-П от 22.06.2021 г, пункт 3.3), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели, в частности границ выхода фундамента и уточнение тектонических нарушений;
- предусмотреть бурение оценочных скважин с отбором керна и провести комплекс специальных и стандартных исследований;
- продолжить отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов (нефть, вода) для уточнения физико-химических свойств;
- доразведать залежи, оцененные по категории C_2 с целью перевода их в категорию C_1 .

Учитывая объем выявленных на месторождении Бестобе запасов нефти необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но приступить к подготовительным работам по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В связи с этим в рамках по доразведки месторождения Бестобе планируется проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 55 кв. км.

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

Бурение трех опережающих добывающих скважины (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8).

В оценочных и опережающих добывающих скважинах предлагается провести ряд исследований:

1. Испытание продуктивных горизонтов;
2. Отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов;
3. Отбор и анализ kernового материала;
4. Проведение гидродинамических исследований.

Более подробно об исследованиях, планируемых в скважинах описано в разделе 5.1 и 5.2.

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8 перед проведением пробной эксплуатации по положительным результатам ГИС необходимо провести опробование и испытание продуктивных горизонтов, запасы которых в районе данных скважин оценены по категории C_2 или находятся на границе категории C_1 и C_2 .

На проектные опережающие добывающие скважины Б-6 и Б-8 предусмотреть всю программу исследовательских работ, как на разведочные скважины.

В проектных опережающих добывающих скважинах Б-6 и Б-8 рекомендуется произвести отбор и анализ керна, отбор глубинных и поверхностных проб флюидов и другие исследования.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью продолжения детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород–коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуется ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров,

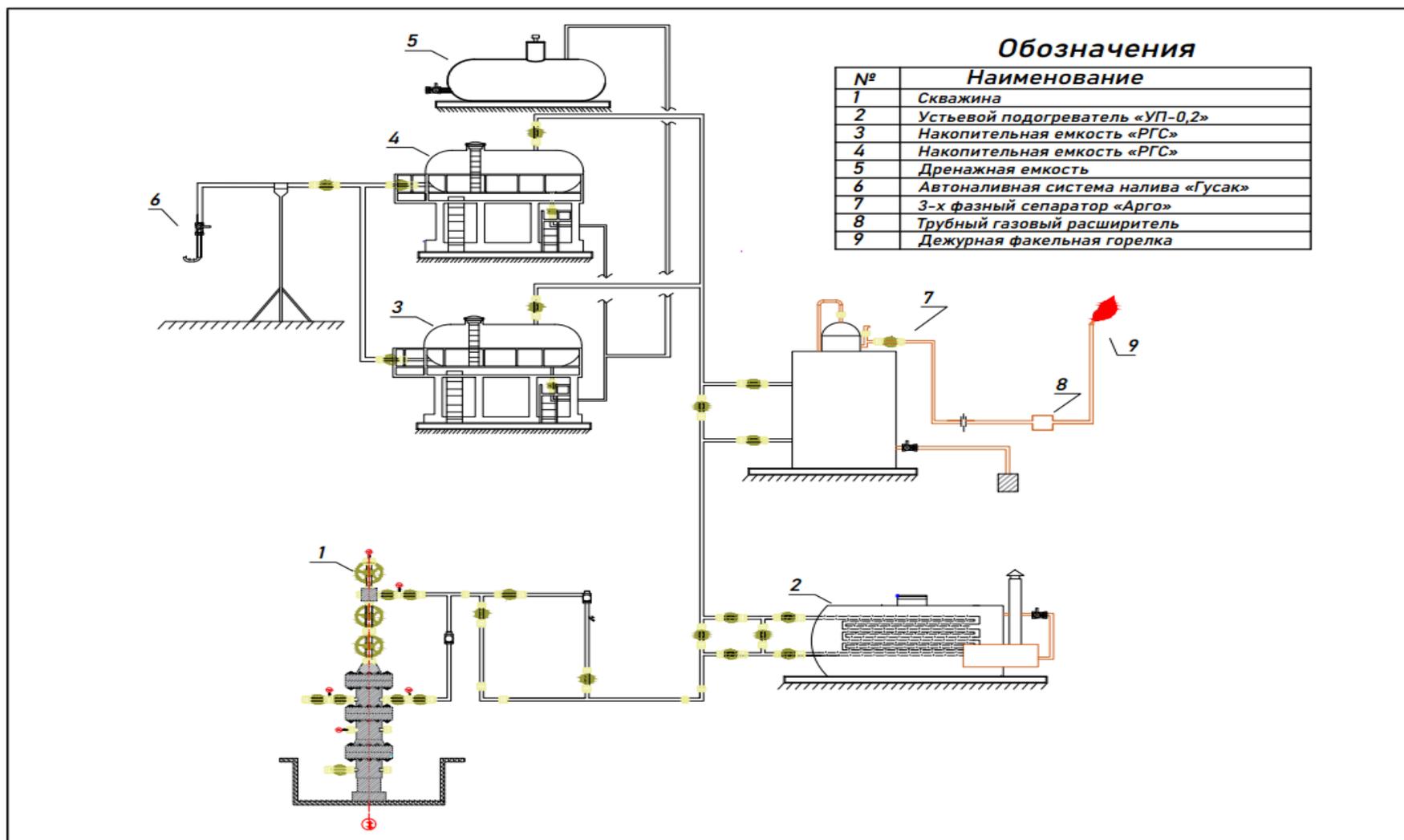
физико-химических свойств нефтей, добычных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 5 проектных опережающих добывающих (Б-2, Б-3, Б-4, Б-6 и Б-8). В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добычных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период 2021-2023 гг. будет частично использоваться на собственные нужды и частично направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

Согласно Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании», статья 146 «Сжигание сырого газа», а именно объемы при сжигании при испытании, более подробнее приводится в главе № 8.

Рисунок 5.6. Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам на период пробной эксплуатации месторождения Бестобе



ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Согласно настоящему «Дополнению №2 к Проекту...» предусматривается бурение 5-и опережающих добывающих скважин.

Все работы, связанные с ликвидацией последствий деятельности недропользования, включают работы по ликвидации оценочных и опережающих добывающих скважин, предусмотренных настоящим проектом.

11.1 Сроки проведения ликвидационных работ

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводиться 144 часа. Итого по 5-ти скважинам составят 720 часов.

11.2 Затраты на ликвидацию скважин

11.2.1 Затраты на ликвидационные работы

Таблица 11.2.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации одной скважины

№	Наименование работ и материалов	Ед. Изм.	Стоимость единицы, тг	Кол-во	Общая Сумма, тг
Сервисные услуги					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	900 000	1	900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	300 000	1	300 000
	Итого сервисные услуги				3 000 000
Материалы					
1	Цемент класса "G"	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
	Итого материалы				800 000
1	Рекультивация территории		1 200 000	1	1 200 000
	Итого затраты на ликвидацию одной скважины				5 000 000

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец.техники:

Таблица 11.2.2. Используемые расходные материалы

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16

Таблица 11.2.3. Вспомогательная техника

Наименование техники	Кол-во
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина "Камаз"	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 5 млн. тенге на 1 скважину, соответственно на 5 скважин приходится 25 млн. тенге.

В соответствии с требованиями Контракта АО «Кристалл Менеджмент» ежегодно с 2014 года отчисляет средства в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования.

11.2.2 Рекультивация территории

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации 36 часов на 1 скважину (180 часа на 5 скважин).

Работы по **технической рекультивации** земель необходимо проводить в следующей последовательности:

1. демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
2. разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
3. очистить участок от металлолома и других материалов;
4. снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
5. провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
6. нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 11.2.5. Объемы и виды работ по технической рекультивации земель

№ пп	Наименование и характеристика	Ед. Изм.	Объем работ на 1 скважину	Объем работ на 5 скважин
1	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами	м ³	0,7	3,5
2	Вывоз загрязненного грунта, мусора	Т	2,5	12,5
4	Планировка площадки	Га	2,0	10,0
5	Сбор, резка и вывоз металлолома	Т	0,5	2,5
6	Установка бетонной тумбы на устье скважины с надписью	шт	1	5

5.2. Характеристика производства как источника загрязнения атмосферы

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

В ОВОС определены ожидаемые качественные и количественные параметры выбросов, сбросов и отходов, которые являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

При проведении расчетов учитывалась специфика производства, возможные источники загрязнения атмосферы, а также используемые материалы.

В данном случае расчеты выполнены для оценки воздействия на окружающую среду согласно «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации» утвержденной приказом Министра Охраны Окружающей Среды Республики Казахстан №204-п от 28.06.2007 года.

ЭТАП СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Работы по строительству скважин будут неизбежно сопровождаться поступлением в атмосферу загрязняющих веществ, что требует оценки возможного воздействия на качество атмосферного воздуха. Выполнение планируемых работ будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от временных стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников.

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются:

- стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, ДЭС, факел, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, емкости для сбора нефти и т.д.;
- стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочных постов, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

Предполагаемый перечень ЗВ в атмосферу при строительстве одной скважины представлен ниже:

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на существующее положение

Жалагашский район, АО "Кристалл Менеджмент" м/р Бестобе при бурении (от 1 ед. скважины)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.01485	0.00267	0	0.06675
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.001278	0.00023	0	0.23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	2.98032922221	6.9347216	814.0663	173.36804
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.48431111113	1.12689851	18.7816	18.7816418
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.000008	0.0000022	0	0.000022
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.15331553887	0.3185250066	6.3705	6.37050013
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	1.04557222221	2.73902	54.7804	54.7804
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.000745914	0.015678427	2.3981	1.95980338
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	3.00124222223	7.236245	2.2088	2.41208167
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.001042	0.0001875	0	0.0375
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.00458	0.000825	0	0.0275
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.000572	0.01431375	0	0.00057255
0410	Метан (727*)			50		0.00305	0.0763864	0	0.00152773
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.000825	0.0206542	0	0.00137695

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.0733	1.168868	0	0.02337736
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.02206	0.3055	0	0.01018333
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.000288	0.00399	0	0.0399
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.0000905	0.001254	0	0.00627
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000181	0.00251	0	0.00418333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00000360108	0.000010755	56.7202	10.755
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.03607688056	0.0780288772	14.4521	7.80288772
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0001	0.0000406	0	0.000812
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.92033672221	2.2355511294	2.0627	2.23555113
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	0.026984	0.007444	0	0.07444
В С Е Г О:						8.7711419345	22.289554955	971.8	278.990299

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м ³ /с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го кон /длина, ш площадн источни
												X1	Y1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель " CAT3412"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3412"	0001	1	0.08	310. 12	1.5588368	127	100	100	
002		Дизельный двигатель " CAT3406"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3406"	0002	1	0.08	244. 84	1.2306926	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

-	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
							г/с	мг/м3	т/год	
на лин.о ирина . ого ка ----- У2										
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.41386666667	389.007	0.393216	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06725333333	63.214	0.0638976	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01924641667	18.090	0.0175543296	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.16166666667	151.956	0.1536	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.41763888889	392.552	0.39936	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000046075	0.0004	0.0000006144	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004619625	4.342	0.0043886592	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.11162679167	104.922	0.1053256704	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.39253333333	467.331	0.36864	2022
					0304	Азот (II) оксид (0.06378666667	75.941	0.059904	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфер

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель " CAT3406"	1	732	Дизельный двигатель " CAT3406"	0003	1	0.08	244.84	1.2306926	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					0328	Азота оксид (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01825433333	21.733	0.016457184	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15333333333	182.551	0.144	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.39611111111	471.590	0.3744	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000437	0.0005	0.000000576	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0043815	5.216	0.004114368	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.10587283333	126.047	0.098742816	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.39253333333	467.331	0.36864	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06378666667	75.941	0.059904	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01825433333	21.733	0.016457184	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15333333333	182.551	0.144	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.39611111111	471.590	0.3744	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000437	0.0005	0.000000576	2023
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0043815	5.216	0.004114368	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Дизельный двигатель "CAT3406DITA"	1	732	Дизельный двигатель "CAT3406DITA"	0004	1	0.08	228.52	1.148671	127	100	100	
002		Дизельный генератор	1	732	Дизельный генератор	0005	1	0.08	97.94	0.4922876	127	100	100	

Таблица 3.3
у для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
					2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.10587283333	126.047	0.098742816	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.34133333333	435.392	0.344064	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.05546666667	70.751	0.0559104	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01587333333	20.247	0.0153600384	2022
					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.13333333333	170.075	0.1344	2022
					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.34444444444	439.360	0.34944	2022
					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.00000038	0.0005	0.0000005376	2022
					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00381	4.860	0.0038400768	2022
					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.09206333333	117.433	0.0921599616	2022
					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13653333333	406.366	0.04608	2022
					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02218666667	66.034	0.007488	2022
					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00634933333	18.898	0.002057148	2022

ЭРА v2.5 ИП "ЭКО-ОРДА"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент» м/р Бестобе при бурении 1 ед. скв

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
002		Цементировочный агрегат "ЦА-320М"	1	732	Цементировочный агрегат "ЦА-320М"	0006	1	0.08	124.05	0.623538	127	100	100	